



www.ngv.ru

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

# НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

ФЕВРАЛЬ '19  
№3-4 (448)

Арктика: инвестиции  
в будущее углеводородов  
Александр Новак  
стр. 10



# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

**16-17 апреля 2019**

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

[www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

19-я международная выставка

## НЕФТЕГАЗ-2019



**15-18 апреля 2019**

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

Реклама

12+



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР  
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ  
МОСКВА

Messe  
Düsseldorf



НЕФТЕГАЗОВАЯ  
**ВЕРТИКАЛЬ**

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Февраль 2019  
№ 3-4 (448)



## В номере:

### СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

4 Коротко о главном

### ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

5 Что показал Давос?  
П. Богомолов

10 Арктика: инвестиции  
в будущее углеводородов  
А. Новак

### ТЕМА НОМЕРА

20 СПГ на Севморпути в 2018 году  
М. Григорьев

26 Мурманск – база освоения  
российской Арктики  
Ю. Банько

36 Угрозы не знают границ  
А. Книжников



ТЕМА НОМЕРА:  
**СЛОЖНОЕ ВРЕМЯ.  
КОГДА НАСТУПИТ  
БУДУЩЕЕ ДЛЯ  
ПРОЕКТОВ НА ШЕЛЬФЕ  
АРКТИКИ?**

**12**

16+

42 Бурить на арктическом шельфе или ждать?  
А. Черных, О. Супруненко, М. Руденко

48 Как покорить Арктику  
Подготовлено «ПортНьюс»

## АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

54 Газификация России: национальное достояние?  
В. Пермяков

60 Этапы большого пути  
А. Конопляник

## КОМПАНИИ И РЫНКИ

69 Светлое будущее «черного золота»  
С. Тихоцкий

76 Инвестиционные циклы индустрии СПГ, или Почему не наступит LNG glut?  
М. Белова, Е. Колбикова, И. Тимонин



## Дорожная карта на пути к инновациям

А. Герасименко

72

84 В заложниках у политики  
М. Цыганкова

## ТЕХНОЛОГИИ И СЕРВИС

88 Риск для энергетической безопасности  
О. Маслова, Л. Фрейман

## В МИРЕ

97 Добыча нефти в Норвегии упадет до 30-летнего минимума  
Перевод Марии Ивановой

100 Рейтинг нефтегазовых компаний

### Редакционный совет

Кирилл Молодцов  
(председатель)  
Ольга Голант  
(заместитель председателя)  
Александр Клевлин  
(ответственный секретарь)  
Сергей Жданов  
Ирина Кезик  
Андрей Конопляник  
Алексей Конторович  
Елена Корзун  
Владимир Корнев  
Татьяна Митрова  
Владимир Фейгин

Издатель: ООО «НГВ»

### Генеральный директор

Александр Клевлин  
klevlin@ngv.ru

### Заместитель гендиректора

Илья Быков  
bykov@ngv.ru

### Редакция

#### Главный редактор

Ирина Кезик  
kezik@ngv.ru

#### Шеф-редактор

Валерий Андрианов  
andrianov@ngv.ru

#### Зам. главного редактора по аналитике

Сергей Тихонов  
st.finstrvis@gmail.com

#### Выпускающий редактор

Ирина Сизова  
ira@ngv.ru

#### Корректор

Елена Трохова  
information20@yandex.ru

#### Редактор отдела «Международные рынки»

Ольга Виноградова  
olgav@ngv.ru

#### Отдел спецпроектов

Владимир Царев  
tsvn@ngv.ru

#### Директор по рекламе

Ольга Бизяева  
bizyaeva@ngv.ru

#### Отдел рекламы

Вера Зернова  
zernova@ngv.ru

### Отдел подписки

Наталья Шитова  
Геннадий Белоусов  
rodpiska@ngv.ru

### Дизайн и верстка

ООО Печатное Бюро «Модуль»

### Вебсайт [www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)

Дмитрий Ананьев  
adg@ngv.ru

### Администратор

Арина Вяземская  
office@ngv.ru

Журнал зарегистрирован  
Комитетом РФ по печати

Регистрационное свидетельство  
№ 016629

Заявленный тираж  
15000 экземпляров

Отпечатано в ООО «Атлант-С»,  
125476, г. Москва, ул. Василия  
Петушкова, д. 8, этаж 3

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов  
ссылка на журнал «Нефтегазовая  
Вертикаль» обязательна

### Подписной индекс:

ОАО Агентство «Роспечать» 47571

Объединенный каталог  
«Пресса России» том 145380

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях

### Фактический адрес

Пресненская наб., дом 10  
Комплекс «Башня на Набережной»,  
Блок С, этаж 47

Тел./факс: +7 (495) 637-83-33

+7 (495) 510-57-24

Электронная почта: [office@ngv.ru](mailto:office@ngv.ru)

Почтовый адрес  
Профсоюзная улица, дом 124  
117321, г. Москва, Россия

Представитель в Азербайджане

(г. Баку)

Владимир Мишин

[mishin1306@mail.ru](mailto:mishin1306@mail.ru)

Тел./факс: (99412) 465-9432

# Один Crafter Сотни возможностей



Максимальная  
полная масса  
5,5 тонн



Объем грузового  
отделения 18,7 м<sup>3</sup>

ЦЕНА ОТ 2 290 000 ₽\*

**Volkswagen Crafter**  
готов к любым трансформациям



Коммерческие  
автомобили

Дополнительные сведения — по телефону информационной линии Volkswagen 8-800-333-4441  
и на сайте [www.volkswagen.ru](http://www.volkswagen.ru)

\* Цена указана на автомобиль Crafter Kasten 50 L5H3, TDI 80 кВт, с 6-ступенчатой ручной коробкой передач и задним приводом при сдаче старого автомобиля в Trade-in («Трейд-ин»). Количество автомобилей ограничено. Предложение действует до конца апреля 2019 года. Реклама

## КОРОТКО О ГЛАВНОМ

### КРИЗИС В ВЕНЕСУЭЛЕ ПОМОГАЕТ ОПЕК+

Очередное обострение политического кризиса в Венесуэле может сыграть на руку ОПЕК+ в достижении цели балансировки мирового нефтяного рынка. Однако в долгосрочной перспективе события в Каракасе дестабилизируют ситуацию и несут повышенные риски для отдельных игроков.

В январе спикер парламента Венесуэлы и лидер оппозиции Хуан Гуаидо объявил себя временным главой государства. Ряд стран, в том числе США, Германия и Великобритания, признали Гуаидо и потребовали от действующего венесуэльского президента Николаса Мадуро, избрание которого они не считают законным, не допустить силовых действий против оппозиции. С 28 января США объявили о введении санкций в отношении государственной венесуэльской нефтяной компании PDVSA, заблокировав активы и интересы компании в своей юрисдикции на \$7 млрд, а также запретив любые сделки с ней. Помимо этого, по данным Белого дома, еще минимум \$11 млрд составят потери компании в поставках нефти.

В результате этого нового витка политического и экономического кризиса, а также введенных санкций, добыча нефти в Венесуэле может продолжить падение, по некоторым оценкам вплоть до уровня в 1 млн барр/сут. С 2014 года добыча в стране сократилась почти в два раза, с более чем 2,5 млн барр/сут. до 1,5 млн барр/сут. В определенной степени падение добычи нефти в Венесуэле из-за экономических проблем в 2016–2017 годах позволило участникам ОПЕК+ значительно снизить собственную нагрузку по сокращению производства. Если сейчас ситуация повторится и добыча в Венесуэле еще больше упадет, то убрать излишки предложения нефти с мирового рынка окажется проще, чем ожидалось в декабре 2018 года, когда принимались новые условия сделки ОПЕК.

Для России повышение нефтяных цен будет несомненным плюсом, однако смена власти в Каракасе может привести к риску невозврата инвестиций и потере активов отечественных компаний в Венесуэле. Основным российским игроком здесь является «Роснефть», владеющая долями в пяти нефтегазовых проектах. Помимо этого, российской компании здесь остались должны \$3,1 млрд по предоплате за поставки нефти, осуществленные в 2014 году.

### ХИТРЫЙ ХОД ЕВРОПЫ

Главы МИД Франции, Германии и Великобритании по итогам первого дня неформальной встречи глав внешнеполитических ведомств ЕС в Бухаресте заявили о создании совместного механизма расчетов с Ираном INSTEX. Сама структура расположится во Франции, ее руководителем будет немецкий специалист по банковскому делу, а наблюдательный совет организации разместится в Великобритании. Цель проекта – оградить от американских санкций в отношении Ирана традиционные финансовые компании (банки, платежные системы и т.п.), продолжая экономическое сотрудничество с Тегераном.

Президент США Дональд Трамп объявил в мае 2018 года, что Вашингтон выходит из соглашения о ядерной программе с Ираном. Он также сообщил о восстановлении всех санкций против этой страны, в том числе вторичных, то есть в отношении других стран, ведущих бизнес с Ираном. Вашингтон заявил о цели довести экспорт иранской нефти до нуля и призвал ее покупателей отказаться от таких закупок. Дополнительные санкции в отношении Ирана, которые охватили экспорт нефти, вступили в силу 5 ноября, при этом США предоставили временные исключения из нефтяных санкций Китаю, Индии, Италии, Греции, Японии, Южной Корее, Тайваню и Турции.

### УСИЛЕНИЕ ПОТОКАМИ

Президент РФ Владимир Путин по итогам российско-сербских переговоров 17 января заявил, что Россия готова вложить \$1,4 млрд в продолжение «Турецкого потока» по территории Сербии. Через четыре дня гендиректор сербской госкомпании «Србиягаз» Душан Баятович уточнил, что строительство газопровода от границ Болгарии до Венгрии с тремя точками выхода (Сербия, Босния и Герцеговина, Венгрия) может начаться уже в марте текущего года. Завершить работы и ввести в эксплуатацию этот участок планируется в конце 2019 года. Серьезный интерес к получению «своего рукава» от «Турецкого потока» вызывает также Греция, о чем уже не раз говорилось и было подтверждено на переговорах в Афинах замглавы российского МИД Александра Грушко с греческими коллегами.

Заключение соглашения с Сербией, вкпе с новостями о продолжении успешного строительства «Северного потока-2», вызывает все большее раздражение США. С их подачи председательствующая сейчас в Совете ЕС Румыния предложила поправки к Газовой директиве ЕС, которые могли негативно повлиять на реализуемые Россией проекты новых газопроводов. Идея заключалась в том, чтобы вывести строительство газопроводов из-под юрисдикции стран, через территорию которых они проходят, под юрисдикцию Еврокомиссии. Однако поправки не прошли. Еще одна атака на новые российские газовые потоки оказалась отбита.

От американских санкций, помимо самого Ирана, главным образом пострадали именно страны Европы, в первую очередь Испания, Франция, Португалия, а также попавшие в список исключений Италия и Греция, для которых иранская нефть и газ были хорошей альтернативой поставкам энергоносителей из нашей страны. На решимость стран Старого Света обойти американские санкции не повлияли даже предупреждения Вашингтона о том, что подобные шаги будут караться «штрафами и наказаниями». Показательно также, что в данном случае единым блоком выступили три самые могущественные страны Европы, поровну разделившие ответственность за это решение. Причем с одной из них, с Великобританией, Парижу и Берлину весьма редко удавалось о чем-то договариваться, тем более, когда речь шла о противодействии влиянию США.

Иран приветствовал создание совместного механизма расчетов INSTEX. Однако выразил сомнения в приемлемости для себя условий его запуска. Глава судебной власти Ирана аятолла Садик Ардешир Амоли Лариджани назвал их «неполноценными» и «унизительными».



# Что показал Давос?

## Энергетический ракурс Всемирного экономического форума

ПАВЕЛ БОГОМОЛОВ  
Кандидат политических наук

Нацеленность повестки дня январского Всемирного экономического форума в Давосе, казалось бы, не предвещала плотной концентрации внимания на нефтегазовой проблематике. Основные вопросы вращались, как и было обещано, вокруг Четвертой промышленной революции. Дебатировалась, в основном, ее заикленность не на тяжелых отраслях индустрии, а на высокотехнологичных сегментах на стыке с финансами, биржами, коммуникациями, экологией, СМИ, научно-техническими разработками и исследованиями... И все же углеводородный ТЭК снова напомнил о себе на давосских «каминных посиделках» в заснеженных Альпах. Напомнил властно и симптоматично, причем не только на пленарных заседаниях, тематических сессиях и в рабочих группах, но и в кулуарах.

### САУДОВСКИЙ ЗИГЗАГ

В канун ВЭФ-2019 неожиданно пришло сообщение из Эр-Рияда: от поездки в Швейцарию отказался такой авторитет нефтегазовой дипломатии, как министр энергетики «королевства пустынь» Халид аль-Фалих. Его российский коллега Александр Новак, надеявшийся

на диалог в Давосе, отреагировал встречной отменой своего визита.

Высвободившееся время не прошло, конечно, для нашего профильного министра даром. Новак принял, например, участие в программе мероприятий, связанных с приездом в Москву президента Турции Реджепа Тайипа Эрдогана. Удалось, в частности, «сверить часы» с руково-

дителями энергетической отрасли из Анкары по поводу успешно продолжающегося строительства «Турецкого потока». Свой весомый вклад в это обсуждение внес, разумеется, глава «Газпрома» Алексей Миллер.

И все-таки даже временное и эпизодическое российско-саудовское «дистанцирование» не могло не привлечь к себе пристального внимания со стороны нефтегазовых кругов и экспертного сообщества. Уж не стало ли причиной зигзага саудитов отсутствие консенсуса на Аравийском полуострове: продолжать ли сообща с Москвой курс на ограничения добычи в формате ОПЕК+ (в соответствии с договоренностями, достигнутыми в декабре 2018 года, в совокупности на 1,2 млн барр/сут. в течение первой половины нынешнего года)? Или, быть может, под каким-нибудь предлогом возобновить производство по максимуму? В истории Саудовской Аравии уже бывали примеры, когда, едва создав искусственный экспортный дефицит или даже прибегнув к нефтяному бойкоту против Вашингтона и Лондона (1973 год), крупнейшая ближневосточная монархия вскоре вынуждена была отказываться от первоначального «затягивания поясов» и «откупоривать» простаивавшие скважины заново.

Правда, в самые последние дни из Эр-Рияда приходят сообщения о том, что возобладала-таки точка зрения лояльных проводников рыночной философии ОПЕК+. И на стыке первого и второго кварталов саудиты, возможно, даже прибегнут к дополнительным сокращениям добычи. Но в январские дни ВЭФ этот барометр умонастроения в Эр-Рияде все еще колебался.

Второй возможный сценарий – заказ из США: взять паузу в отношениях с Кремлем. Дескать, Белый дом вот-вот сочтется при содействии Израиля с исконным противником Эр-Рияда и одновременно другом России – Ираном. Что ж, израильские ВВС уже вовсю бомбят иранские военные объекты на земле Сирии. И не кончится ли дело повторным воспламенением сирийско-иракско-иранского ареала – теперь уже трудно сказать. Тогда, мол, саудитам уже не придется сдерживать в объемах производства ведущую отрасль своей экономики. Качай – не хоч; мировые цены все равно будут достаточно высокими.

**Даже временное и эпизодическое российско-саудовское «дистанцирование» не могло привлечь к себе пристального внимания со стороны нефтегазовых кругов и экспертного сообщества**

Имеет, однако, право на существование еще и третий, самый сенсационный, сценарий. Менеджеры Saudi Aramco, которые, в отличие от своего министра, прибыли-таки в Давос, сделали там презентацию нового курса саудовского ТЭК как такового. Его опоры следующие: национальный энергогигант превращается главным

образом в газовый. Ставка при этом делается на альянс с Соединенными Штатами. В США поступят огромные капиталовложения от ближневосточной монархии, а к ним прибавятся деньги из Катара и ряда других стран Персидского залива. В итоге Эр-Рияд станет ведущим инвестором и финансовым «спасителем» не только сланцевой революции как таковой, но и проблематичного американского энергоэкспорта в Европу и Азию. А ОПЕК+ в отраслевой стратегии саудитов отойдет на второй план.

Реалистично ли все это? Остается пристально наблюдать и анализировать.

**Самой «горючей» и даже взрывоопасной «вязанкой хвороста» стала инсценированная Вашингтоном попытка госпереворота в нефтегазовой Венесуэле**

## ВЕНЕСУЭЛЬСКОЕ ЭХО В АЛЬПИЙСКИХ УЩЕЛЬЯХ

Как известно, Дональд Трамп, как и официальная делегация США в целом, не появились в Давосе. Но пропагандистских «дровишек» в костер глобальных противоречий в области ТЭК они определенно подбросили.

Речь идет, конечно, не об американском «шатдауне» и не о политической войне под сводами Капитолия по поводу сооружения стены на границе с Мексикой. Самой «горючей» и даже взрывоопасной «вязанкой хвороста» стала инсценированная Вашингтоном попытка госпереворота в нефтегазовой Венесуэле, докатившаяся в информационном плане, естественно, и до Давоса. При этом вот что показательно: американский углеводородный ТЭК, как это ни парадоксально, оказался в Соединенных Штатах едва ли не самой миролюбивой силой, смягчающей накал конфронтации вокруг событий в Каракасе.

Нет, мы не имеем в виду ExxonMobil и ConocoPhillips, пострадавших от национализации 2007 года. Напомним, тогда по декрету Уго Чавеса доля этих гигантов в добычных проектах в Венесуэле была урезана до 40%. Но зато многие другие компании вплоть до роковой «санкционной ночи» с 28 на 29 января умоляли Белый дом не спешить с вводом нефтяных санкций и тем более блокады правительства Николаса Мадуро.

По данным отлично осведомленного агентства Reuters, была проведена целая серия конфиденциальных консультаций между высокопоставленными чиновниками из команды Трампа и топ-менеджерами корпораций США. Первая причина нежелания американского отраслевого лобби «душить и мочить» Боливарианскую Республику, о чем почти не знают россияне, – это тот факт, что американский downstream выступает не только покупателем сырья, но и... преуспевающим продавцом своей продукции в Венесуэлу! В частности, американцы поставляют на венесуэльские НПЗ специальные растворители, без которых невозможно

превращать тяжелую и сверхтяжелую нефть из пояса Ориноко в товар с коммерческими характеристиками.

Заводы, дугой расположенные возле американского побережья Мексиканского залива, не хотят терять не только устойчивый канал сбыта растворителей, но и столь же прибыльный для них экспорт легкой нефти и высокооктанового бензина в ту же южноамериканскую республику. Смешивая их в нужных пропорциях с собственным горючим, венесуэльцы почти удваивают конечный выход бензина среднего качества, приемлемого для устаревающей части национального автопарка. Даже небогатые венесуэльцы избалованы дешевой (хотя и подорожавшей в 2018 году) заправкой своих машин (выпущенных, как правило, в прошлом веке).

Чтобы бензина хватало тысячам водителей, не заботящимся об экономии, как раз и необходим стабильный импорт современных марок горючего – для их смешивания с вязким и подчас сернистым топливом местного разлива.

## ПОСТРАДАЮТ И САМИ АМЕРИКАНЦЫ

Наконец, еще одна сфера отраслевого взаимодействия двух стран – это поставки сырой нефти из Венесуэлы в США.

После консультаций с нефтяниками Белый дом, в конце концов, замахнулся на данный сегмент двусторонней торговли. При этом выступившие от имени американской администрации вице-президент Майк Пенс, госсекретарь Майк Помпео и помощник президента по нацбезопасности Джон Болтон не решились пойти на радикальный, подобный иранскому, сценарий удушения венесуэльского нефтяного экспорта. Вместо явной блокады они объявили о создании специального банковского счета, на который будут отныне переводиться американские платежи за «черное золото» с берегов Ориноко. Но пользоваться этими фондами ненавистный Вашингтону Мадуро якобы не сможет!

**Причина нежелания американского отраслевого лобби «душить и мочить» Боливарианскую Республику состоит в том, что американский downstream выступает не только покупателем сырья, но и продавцом своей продукции в Венесуэлу**

В дни работы Давосского форума все это еще не было известно. Но причины, по которым американская нефтянка упрашивала Белый дом воздержаться хотя бы от физического блокирования сырьевых поставок из Венесуэлы, уже стали достоянием гласности. И они были изложены как раз на фоне ВЭФ, да и распространены там вездесущими новостными агентствами в виде справочных материалов. Так что же из этого следует?

Хотя, ввиду инвестиционно-технологического и управленческого кризиса в национальной нефтегазовой корпо-

рации PDVSA экспорт «черного золота» с Ориноко в США сам по себе упал в прошлом году по сравнению с 2017-м, Северная Америка все равно остается крупнейшим рынком для жидких углеводородов из Венесуэлы. По данным Refinitiv Eikon, суточный объем танкерных перевозок составил в 2018 году 500 тыс. баррелей (против 591,4 тыс. в 2017-м). Но и столь скромная цифра может считаться для Венесуэлы спасительной.

**Хотя экспорт «черного золота» с Ориноко в США сам по себе упал в прошлом году по сравнению с 2017 годом, Северная Америка все равно остается крупнейшим рынком для жидких углеводородов из Венесуэлы**

Вместе с тем важность венесуэльского сырья очевидна и для американской нефтепереработки. Правда, в самые последние дни американские компании с уныло-преданным видом заявляют, что попробуют найти выход из только что спровоцированного Белым домом дефицита – подобрать сырьевую замену на других рынках. Но одновременно те же самые кампании пытаются сдержать если не всех недругов Боливарианской Венесуэлы, то хотя бы авторов наиболее авантюрных сценариев (вплоть до вооруженного удара по режиму Мадуро из Колумбии). Ведь ряд НПЗ в зоне Мексиканского залива технологически настроен именно на венесуэльские сорта жидких углеводородов.

## ТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ В ЦЕНЕ

Что бы ни утверждали отраслевые оптимисты, американские компании не способны (даже в нашу высокотехнологическую эпоху) быстро адаптироваться к иным маркам сырья.

Да и как им перестроиться, если по ряду причин тяжелой нефти стало поступать на НПЗ южного побережья США меньше не только из Венесуэлы. Сократился завоз такого сырья и из Мексики, Саудовской Аравии. Упали аналогичные поставки и с нефтяных песков Канады, где не только ограниченность транспортной логистики не позволяет перегонять на юг более крупные, чем до сих пор, объемы «черного золота». Сказываются еще и последствия ноябрьского (2018 г.) спора между американцами и канадцами о коммерческих условиях этого партнерства, в результате чего, по некоторым данным, отгрузка тамшней нефти временно упала тогда едва ли не на 20%.

В итоге если 15 января биржевые фьючерсы на тяжелую нефть сорта Mars торговались с надбавкой \$4,5/барр, то уже 17 января эта премия повысилась до \$6,8 – настолько трудно достать такую нефть на рынке. В тот же день еще больше подорожала востребованная в районе Мексиканского залива марка Heavy Louisiana Sweet, цена фьючерсов на нее впервые с середины октября на \$8 превысила котировки барреля стандартной смеси WTI. В общем, цены на тяжелое

сырье достигают нынче рекордных планок за последние пять лет. И все равно таких марок не хватает.

Вот почему ряд нефтеперерабатывающих предприятий США сопротивляется желанию Белого дома сделать «шаг номер два», то есть перерезать импорт из Венесуэлы. Кстати, два НПЗ, принадлежащие компаниям Phillips 66 и PBF Energy, вынуждены были оборвать в прошлом году прямые закупки у венесуэльской PDVSA. И ничего хорошего это им не принесло. Поэтому нефтяные компании опасаются: что если Трамп увянет в стартовых полумесяцах против Каракаса и отважится на введение полного эмбарго, да еще и морского карантина против танкеров из тех стран, которые не поддерживают санкции? Адаптация к новым источникам сырья и схемам логистики – дело сложное, рискованное и затратное. Это понимают покупатели южноамериканской нефти – Valero Energy, PBF Energy и Chevron. Последняя корпорация – важный игрок «высшей лиги» нефтяной отрасли США, и она, кстати, продолжает упорно работать в добычном секторе Венесуэлы.

Ну и, конечно, сильнее всех страдает от вашингтонского радикализма крупнейший импортер «черного золота» из Боливарианской Республики. Это филиал PDVSA – CITGO Petroleum (впрочем, эта компания давно считается в США «своей»). Так, 28 января ее имущество, как и собственность других венесуэльских фирм, было практически конфисковано администрацией Трампа (якобы в пользу его ставленника в Каракасе Хуана Гуайдо). Это, конечно, не лезет ни в какие ворота цивилизованного бизнеса. Можно предположить, что если бы эта весть пришла неделей раньше в Давос, то наверняка возмутились бы те круги мировой экономики, которые принято считать правоцентристскими. Еще бы: на глазах у всего мира предпринят настоящий рейдерский захват!

## РОССИЯ НА ВЭФ

Впрочем, швейцарский форум показал воочию, что ближайшие партнеры Каракаса – Россия и Китай – не собираются прибегать к мстительной тактике «око за око, зуб за зуб». Вопреки всем интригам и жандармским акциям – от Венесуэлы до Сирии и от Персидского залива до Балтики – «Москва не будет развязывать против США топливную войну». Так Reuters излагает суть высказывания главы Российского фонда прямых инвестиций Кирилла Дмитриева в кулуарах Давосского форума.

«Скорее нам необходимо строго следовать курсом ограничительных квот даже с риском потери некоторой рыночной доли нашего энергоэкспорта в среднесрочной перспективе», – цитирует агентство слова «одного из главных архитекторов российского пакта о сокращении производства, заключенного с ОПЕК». В условиях не только рыночной, но и общеполитической турбулентности на мировой арене более примирительную и вместе с тем оправданную позицию трудно себе представить.

«Три года назад Дмитриев стал в Давосе первым должностным лицом из России, публично упомянувшим о возможности достигнуть соглашения об ограничении добычи с Организацией стран-экспортеров нефти. Цены на «черное золото» были в коллапсе после того, как ко-

ролева ОПЕК – Саудовская Аравия – взвинтила поставки жидких углеводородов, чтобы ударить тем самым по американским производителям с их гораздо более высокой себестоимостью», – напоминает Reuters.

«Но обеспеченный затем благодаря уменьшению добычи рост цен, – продолжает Reuters, – в равной мере помог Соединенным Штатам, которые не участвуют в сокращениях. Добыча в Америке взлетела со скоростью ракеты, обогнав российские и саудовские показатели, и превратила США в ведущего производителя углеводородов на Земле. В нынешнем году, как ожидается, объем нефтяной прибавки в стране достигнет новых высот».

Однако не все, в том числе в Давосе, воспринимают эти реалии адекватно и, главное, критически. Многие, еще много лет назад, преждевременно нагнетали ценовую панику! Аплодируя успехам сланцевой индустрии, не все знают, что заокеанский рынок – не рай земной. Это весьма сложное для розничного бизнеса место. В отличие от переработчиков привычной тяжелой нефти венесуэльского или канадского типа, производители топлива из легких сортов сланцевой нефти чувствуют себя там не всегда уютно. Ведь так много американских заводов настроено именно на сырье с низким показателем API с учетом того, что перенастройка этих предприятий разорила бы многих из их владельцев. Отсюда и столь сильное желание вывозить легкие углеводороды в Старый Свет и Азию. Туда, собственно, и мечтают «забрасывать» сети своих сбытовых контрактов те продавцы «черного золота», которые хотят заработать побольше. Ибо в Соединенных Штатах, с их регуляторами, лишних центов на АЗС не получишь... Поэтому многие американские компании так стремятся на рынки Европы и Дальнего Востока (на многих из них горячее обходится покупателям вдвое дороже). Но как это сделать, учитывая неразвитость системы трубопроводов, которые идут из глубин североамериканского континента к морским терминалам?

**Вопреки всем интригам и жандармским акциям – от Венесуэлы до Сирии и от Персидского залива до Балтики – «Москва не будет развязывать против США топливную войну»**

В Давосе, вопреки неявке должностных лиц из США, эта болезненная тема была вскрыта с большой силой. И выявилось, что лишь к концу 2019 года, то есть через добрый десяток лет после старта сланцевой революции, заторы во внутренней транспортировке «черного золота» будут, наконец, ликвидированы. Своим взглядом на это поделился в ходе ВЭФ глава французской Total Патрик Пуянне.

«На нефтяные цены, – сказал он в интервью для BFM Business TV, – влияет множество факторов, но ключевой среди них относится к ситуации в США. Одна из главных причин этого состояния цен состоит в том, что в Штатах, хотя и ставших ведущим нефтепроизводителем,



значительная часть добытого сырья не экспортируется из-за «пробок» в трубопроводах. Но новые трассы уже строятся. И когда к концу нынешнего года они будут проложены, вот тогда и хлынет по-настоящему приток американской нефти на рынок; и как раз это обстоятельство уронит цены, опять же к концу 2019-го».

## ИЗБЕГАТЬ КРАЙНОСТЕЙ

Уже упомянутый Кирилл Дмитриев дал в Давосе понять, что Москва не поддастся на краткосрочные соблазны в сфере углеводородного ТЭК.

Россия не будет внимать ни радикальным призывам к новым сокращениям нефтедобычи любой ценой, ни, наоборот, вашингтонским посланиям в адрес ОПЕК+: увеличьте же производство сырья во что бы то ни стало! Крайности нам не импонируют.

**Россия не будет внимать ни радикальным призывам к новым сокращениям нефтедобычи любой ценой, ни, наоборот, вашингтонским посланиям в адрес ОПЕК+: увеличьте же производство сырья во что бы то ни стало!**

В ходе ВЭФ в этом же русле обсуждали тему зигзагов энергетической стратегии Трампа. Многие недоумевали по поводу его метаний – между овами в момент взлета нефтяных котировок в начале 2017-го и, напротив, нынешним флиртом

с американскими потребителями-избирателями (которым он обещает низкие цены на топливо). Напомним, в ноябре 2018 года американский электорат чуть было не опрокинул на выборах правление республиканской партии как раз из-за дороговизны горючего на бензоколонках США.

Если бы Москва с Эр-Риядом проявили по отношению к Вашингтону не свойственную нам тайную мстительность и – под предлогом показного подыгрывания Трампу – «откупили» бы свои простаивающие скважины, это незаслуженно ударило бы по нашим собственным интересам, причем слишком сильно. «Для того чтобы обрушить сланцевое производство в США, – пояснил тот же Дмитриев, – пришлось бы сбить цены на нефть до \$40/барр и даже ниже. А это не способствовало бы здоровью и самой российской экономики». И так, следовать общему курсу ограничений, но не переусердствовать, – таким призван быть общий вектор ОПЕК+ в 2019 году.

«Азербайджан, один из главных производителей «черного золота» в ареале бывшего СССР и участник квотной сделки с ОПЕК, считает необходимым продлить пакт до конца года, – сообщало из Давоса Reuters. – Этот подход, заявил президент Ильхам Алиев, позволит сдерживать цены в «вилке» между \$60 и \$80».

Вместе с тем многие лидеры ТЭК проявляют сдержанность, избегая долгосрочных прогнозов относительно судьбы ОПЕК+. «Это соглашение влияет на текущую цену нашего продукта, но параллельно экономика США показывает бурный рост добычи, поэтому эти ограничения сдерживают наше развитие в долгосрочной перспективе, – отметил в давосском интервью для ТАСС глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов. – Надо подходить к этому вопросу осторожно. Что касается продления на второе полугодие, то пока рано говорить, нужно это или нет. Надо подождать». **ЭА**



# Арктика: инвестиции в будущее углеводородов



АЛЕКСАНДР НОВАК  
Министр энергетики РФ

В течение многих лет Россия занимает ведущие позиции на мировом рынке углеводородов: по итогам 2018 года наша страна вышла на первое место в мире по экспорту газа, на второе – по экспорту нефти. И, несмотря на развитие возобновляемых источников энергии, спрос на углеводороды в мире будет увеличиваться. В будущем Россия вполне сможет обеспечить значительную часть растущих мировых потребностей в нефти и газе, в том числе за счет Арктической зоны, ресурсный потенциал которой составляет более 35 млрд тонн нефти и 210 трлн м<sup>3</sup> газа.

Сегодня Россия уделяет повышенное внимание развитию ТЭК на северных территориях. Мы уверены, что поддержка геологоразведки и добычи углеводородов в Арктике – залог будущего отечественной нефтегазовой отрасли. Политика в отношении северных территорий базируется на том, что освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий – важнейший геополитический и технологический вызов для нефтегазового комплекса России.

С целью активизации работы по решению стратегических задач развития региона в феврале 2015 года Указом Президента образована Государственная комиссия по вопросам развития Арктики. Энергетика стала одним из приоритетных направлений деятельности Госкомиссии. В рамках профильной рабочей группы мы, в частности, рассматриваем вопросы господдержки

проектов по освоению ресурсов углеводородов в Арктике, развитию нефтегазового машиностроения для северных территорий, обеспечению судами и морской техникой шельфовых проектов. В настоящее время идет формирование портфеля перспективных арктических проектов, в который уже включено порядка 150 проектов, в том числе в сфере добычи и переработки полезных ископаемых – более 48%, геологоразведки – 7%, реализации проектов на шельфе – 7%, промышленности и энергетики – по 5%. Общая стоимость – почти 5 трлн рублей, при этом большая часть средств – около 4 трлн рублей – приходится на внебюджетные источники.

Мы видим, что объекты ТЭК выступают драйверами формирования инфраструктуры региона и ускоряют социально-экономическое развитие Арктики, поэтому не раз подчеркивали важность создания подобных точек роста.

Для поддержки опорных зон в Арктике мы с коллегами также ведем работу по совершенствованию нормативной правовой базы. В частности, сегодня рассматривается предложение по выработке комплексного подхода к внесению изменений в законодательство для установления особых режимов природопользования и реализации инвестиционных проектов в Арктической зоне.

Также мы предлагаем рассмотреть возможность распространения режима территорий опережающего социально-экономического развития и механизмов, применяемых на Дальнем Востоке и в Байкальском регионе, на Арктическую зону России. В то же время уже проделана большая работа в части налогового законодательства.

Например, введено понятие нового морского месторождения, в соответствии с которым изменяется порядок предоставления налоговых и тарифных льгот. В таком режиме работает Приразломное месторождение в Печорском море – единственное на сегодняшний день месторождение углеводородов на Арктическом шельфе РФ, где осуществляется промышленная добыча сырья. В рамках налогового маневра освобождены от вывозных таможенных пошлин товары, полученные при разработке нового морского месторождения углеводородного сырья арктического уровня сложности, также приняты иные меры таможенно-тарифного стимулирования.

Еще одно важное условие развитие экономики Арктики – надежная транспортировка грузов, в том числе для нужд ТЭК. В этой связи мы активно развиваем самую северную транспортную артерию в мире – Северный морской путь (СМП). Этот транспортный коридор – единственная на сегодняшний день альтернатива маршрутам через Суэцкий и Панамский каналы – позволяет значительно сократить сроки доставки, а также отличается высокой степенью надежности. Согласно расчетам, исходящие грузопотоки углеводородного сырья по СМП к 2020 году достигнут 27, млн тонн в год, а к 2025 году уже превысят 77,8 млн тонн в год. По мнению большинства экспертов, преобладающими в общем объеме будущих перевозок станут углеводороды, в том числе СПГ, для чего существуют все условия.

Как вы знаете, в прошлом году завод «Ямал СПГ» был запущен на полную мощность, проект предусматривает производство до 16,5 млн тонн СПГ на базе Южно-Тамбейского месторождения. Запланировано строительство еще одного завода по производству СПГ на полуострове Ямал – «Арктик СПГ-2» на базе Салмановского (Утреннего) и Геофизического нефтегазоконденсатных месторождений. При реализации обоих проектов в полном объеме производство СПГ в Арктической зоне к 2035 году составит 33 млн тонн в год. То есть это существенный объем.

Перспективы развития портовой инфраструктуры Арктического бассейна, в первую очередь, связаны с морским портом Сабетта, портовой инфраструктурой реки Енисей, а также с комплексным развитием Мурманского транспортного узла. Эти объекты уже сейчас являются точками роста для арктических регионов.

Сегодня порт Сабетта – крупнейший из всех действующих на СМП – функционирует в полном объеме.

Терминал по большей части экспортно ориентированный, что важно для развития потенциала отечественной энергетики за рубежом. Также успешно работает Мурманский круглогодичный глубоководный порт с огромными логистическими мощностями, который по итогам 2018 года вошел в ТОП 5 по грузообороту.

По данным Федерального агентства морского и речного транспорта, за 2018 год грузооборот порта составил порядка 60,687 млн тонн, что на 18% больше, чем в 2017 году. По расчетам, к 2020 году этот показатель достигнет более 80 млн тонн. В настоящее время на базе порта создается Мурманский транспортный узел (МТУ), который будет интегрирован в международный транспортный коридор Север – Юг. В проект комплексного плана развития МТУ входит создание транспортной инфраструктуры на западном берегу Кольского залива, в том числе строительство угольного и нефтяного терминалов, развитие железнодорожной инфраструктуры, а также реконструкция угольного и строительство контейнерного терминалов на восточном берегу Кольского залива.

Кроме того, для развития проектов СПГ ведется проработка вопроса создания центров по перевалке и хранению СПГ в Мурманской области и в Камчатском крае, которые будут способствовать увеличению грузооборота Северного морского пути. Также для достижения транзитных целей в развитии СМП предлагается строительство глубоководного района Архангельского морского порта, модернизация портов на трассе СМП (Тикси, Певек, Анадырь).

Сегодня большие надежды связаны с развитием нефтегазовых провинций Арктики, а также наземной транспортной инфраструктуры. Новые промышленные кластеры возникают на базе ряда нефтяных и нефтегазовых месторождений – Приразломного в Печорском море, Харьгинского в Ненецком АО, Новопортовского в Ямало-Ненецком АО и Ванкорского в Красноярском крае. В начале прошлого года реализовано строительство самого северного магистрального нефтепровода России Заполярье – Пура – Самотлор мощностью 32 млн тонн в год. Проект обеспечивает прием в систему магистральных нефтепроводов нефти новых месторождений Арктической зоны для дальнейшей поставки на НПЗ, а также на внешние рынки.

Задача развития добычи углеводородов в Арктике, в большей степени это касается нефтяных запасов, носит перспективный характер. Ее решение призвано обеспечить достаточную добычу углеводородов в стране в будущем, компенсируя неизбежный спад добычи на традиционных месторождениях, а также стимулировать развитие компетенций и промышленности по созданию оборудования и технологий для разведки и добычи нетрадиционных ресурсов нефти и газа. И мы видим, что усилия государства по развитию нефтегазового сектора Арктики постепенно конвертируются в видимый результат – из года в год здесь увеличивается добыча углеводородов, создаются и тестируются необходимые технологии, развивается кадровый потенциал. За последние несколько лет удалось существенно повысить привлекательность нефтегазодобычи в этом регионе. Поэтому инвестиции в Арктику будут продолжены, как и активное участие и поддержка государства. 



# Сложное время

## Когда наступит будущее для проектов на шельфе Арктики?

СЕРГЕЙ ТИХОНОВ  
«Нефтегазовая Вертикаль»

В начале уже подходящего к концу десятилетия о перспективах добычи нефти и газа на арктическом шельфе России не рассуждали только совсем ленивые и младенцы. Восторженная риторика стала постепенно стихать после обвала цен на нефть и введения санкций против нашей страны. Теперь о «северной кладовой» России вспоминают значительно реже и без былого оптимизма. Чаще вскользь, как о потенциальных, не до конца изведанных богатствах. Однако огромные запасы нефти и газа с российской части арктического шельфа никуда не делиться и только ждут своего часа. И есть все основания предполагать, что он совсем не за горами, несмотря на все трудности и проблемы.

Мировая добыча нефти и газа постепенно смещается в сторону морских проектов. По разным оценкам, доля производства углеводородов с шельфа составляет 30–40% от общемирового. И Россия совсем не является исключением. Вопреки введенным против нас санкциям и сверхосторожному отношению к работе в нашей стране западных партнеров, отечественные компании достаточно успешно реализуют уже действующие проекты на российском шельфе. Например, в Охотском, Печерском, Каспийском, Балтийском и Азовском морях. А вот с вводом в эксплуатацию открытых, но еще не освоенных месторождений на арктическом шельфе, а также с геологоразведкой и доразведкой в этом регионе у наших нефтегазодобытчиков возникают сложности.

### НЕ УПУСТИТЬ МОМЕНТ

Начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородного сырья акваторий арктических морей оценены примерно в 120 млрд тонн. По данным Геологической службы США, под арктическими льдами скрывается около 90 млрд баррелей нефти (13% мировых неразведанных запасов), 48,3 трлн м<sup>3</sup> природного газа (30% мировых неразведанных запасов) и 44 млрд баррелей газового конденсата (20% мировых неразведанных запасов). Причем львиная доля этих богатств сосредоточена у нас.

Разведанные запасы на шельфе Северного Ледовитого океана составляют 25% мировых запасов углеводород-

ного сырья. В российской части арктического шельфа содержится четверть запасов нефти и половина запасов газа нашей страны. Всего на сегодняшний день здесь открыто 33 месторождения. Однако добыча пока осуществляется только на Приразломном месторождении в Печорском море, оператором которого является «Газпром нефть». По планам компании производство нефти здесь достигнет пика в 4,9 млн тонн к 2023 году. В 2017 году на Приразломном добыча составила 2,6 млн тонн, а по результатам прошлого, скорее всего, преодолет отметку в 3,3 млн тонн в год. В масштабах даже не страны, а только «Газпром нефти» цифра более чем скромная.

Немногом лучше обстоят дела с геологоразведкой. Последнее крупное открытие здесь сделала «Роснефть» в 2017 году на Хатангском участке в море Лаптевых при бурении скважины «Центрально-Ольгинская-1». Геологические запасы нового месторождения оцениваются в 298 млн тонн, а извлекаемые (по категориям  $C_1+C_2$ ) – более 80 млн тонн. Причем найденная нефть характеризуется высоким качеством – легкая и малосернистая. Сами нефтегазовые компании признают, что шельф Арктики отличается крайне невысокой степенью изученности. Положение, конечно, меняется, но очень медленно. Для России шельф Северного Ледовитого океана по сравнению с участками на юге является самым крупным по площади и по запасам углеводородов, но из трех морских скважин, пробуренных в нашей стране, на него приходится лишь одна.

### **Добыча пока осуществляется только на одном Приразломном месторождении в Печорском море, оператором которого является «Газпром нефть»**

Чаще всего называются два варианта причин такой невысокой активности отечественных компаний в этом регионе, и оба связаны с макроэкономикой, – падение цен на нефть с конца 2014 года и санкции против России, в результате которых наши нефтяники потеряли доступ к новейшим технологиям добычи и разведки на больших глубинах. По мнению заместителя директора информационно-аналитического центра «Альпари» Анны Кокоревой, «наибольшее влияние оказало падение цен на нефть и только потом санкции. Ведь добыча в Арктике очень затратная, ее рентабельность достигается только при ценах на нефть от \$80/барр и выше, все зависит от конкретного участка. Санкции ограничили доступ к технологиям, но нужно сказать, что российские нефтегазовые компании активно работают над разработкой собственных технологий и достигли в этом успехов. Например, платформа «Приразломная» была собрана в России. Что касается высоких цен на нефть, то для добычи нефти на шельфе важно,

чтобы они были стабильно высокими, то есть на длинном отрезке времени, чтобы проект можно было реализовать и окупить».

### **Сами нефтегазовые компании признают, что шельф Арктики отличается крайне невысокой степенью изученности**

Немного иного взгляда придерживается научный консультант отдела нефтегазоносности Арктики и Мирового океана ФГБУ «ВНИИОкеангеология», доктор геолого-минералогических наук, профессор Олег Супруненко: «Главным фактором, на мой взгляд, явились санкции. Как только они были введены, норвежская буровая установка West Alpha, арендованная ExxonMobil для работы на структуре Университетская в Карском море (лицензионный участок Восточно-Новоземельский-1 ПАО «НК «Роснефть») и пробурившая скважину – первооткрывательницу месторождения Победа, возвратилась на Запад, а бурение на морских лицензионных участках «Роснефти» прекратилось. Общие затраты недропользователей на ГРП на арктическом шельфе с более 75 млрд руб. в 2014 году рухнули до менее 20 млрд руб. в 2015 году и лишь в 2017 году возросли до 38,3 млрд руб.»

Впрочем, большинство экспертов сходятся во мнении, что свою роль сыграл целый комплекс причин. Как отметил эксперт-аналитик ФИНАМ Алексей Калачев, «протесты международной экологической общественности, экономические санкции и относительно низкие цены на нефть тормозят сегодня освоение нефтегазовых запасов арктического шельфа. И если влияние экологов в российской Арктике сравнительно невелико, то введенный США запрет на передачу технологий и инвестиций в новые проекты по добыче трудноизвлекаемых и глубоководных запасов, включая месторождения на арктическом шельфе России, оказался более болезненным. Часть зарубежных партнеров, таких как Royal Dutch Shell или ExxonMobil были вынуждены сократить свое участие в совместных проектах. Преодоление технологического отставания своими силами может отнять несколько лет, затормозив активную фазу освоения российской Арктики. Но главной проблемой, конечно, являются высокие затраты, которых требуют работы на арктическом шельфе. При нынешнем состоянии нефтяного рынка запуск новых проектов становится нерентабельным, поскольку себестоимость арктической нефти с учетом капитальных затрат оказывается выше рыночных цен. Это проблема не только России, но и арктических проектов на шельфе Норвегии и Аляски. Для роста активности на шельфе Арктики нужен уровень цен выше \$80, а еще лучше – выше \$100/барр».

**Комментарий КИРИЛЛА МОЛОДЦОВА,  
председателя редакционного совета  
журнала «Нефтегазовая Вертикаль»,  
помощника руководителя Администрации  
президента**



Хотел бы подчеркнуть, что мой сегодняшний комментарий – это только мое экспертное мнение, в чем-то оно может совпадать, а в чем-то может и отличаться от позиций правительства России или, например, Минэнерго.

Перспективы освоения арктического шельфа огромны, российский шельф хранит до 25% запасов нефти и до 50% всех разведанных запасов газа нашей страны. Объем неразведанных запасов всего арктического континентального шельфа сегодня оценивается в 90 млрд баррелей нефти и 47 трлн кубометров природного газа. С учетом необходимости поддержания в долгосрочной перспективе соответствующего уровня добычи нефти и газа в России, морские нефтегазовые ресурсы Арктики приобретают особую актуальность. В России ведется огромная работа по созданию собственных и локализации импортных арктических и шельфовых технологий разведки, разработки и добычи углеводородов.

Именно в этом сейчас видятся ближайшие перспективы сотрудничества в Арктике с нашими иностранными партнерами в области вовлечения их в развитие импортозамещения путем адаптации к производству в России необходимого оборудования, материалов, программных средств и полного цикла технологий на российской научно-технической, кадровой и производственной базе, с последующим внедрением результатов адаптации, свободных от влияния санкций, в ходе реализации наших шельфовых проектов.

Будет ли такое сотрудничество в ближайшее время? Да, в той части, которая уже проработана больше других, так как ввиду разных глубин, разной ледовой обстановки, разных несущих горизонтов условия в перечисленных арктических регионах и проектах сильно отличаются. Например, если старт реализации Штокмановского проекта в Баренцевом море упирается только в причины экономической целесообразности, то по другим проектам еще требуется существенная доработка технологий и локализация оборудования.

Сегодня одна из основных задач состоит в создании условий, способствующих выстраиванию научно-технологических цепочек и внедрению российских конкурентоспособных технологических решений. Это позволит бизнесу решить задачу освоения Арктики, замещения на действующих месторождениях, на перерабатывающих мощностях, в местах использования энергоносителей тех зарубежных технологий, доступ к которым сейчас ограничен вследствие санкций.

Действительно, по многим позициям российских аналогов зарубежного оборудования для ГРП и добычи нефтегазовых ресурсов на шельфе нет. В этой связи вопрос стимулирования импортозамещения в нефтегазовой отрасли был поднят Президентом Российской Федерации Владимиром Владимировичем Путиным на заседании Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности.

В ходе исполнения поручения Комиссии Правительством РФ были созданы Межведомственная рабочая группа (МРГ) и Научно-технический совет по развитию нефтегазового оборудования (НТС). В рамках НТС было сформировано 14 экспертных групп по ключевым направлениям импортозамещения. В том числе группы, относящиеся напрямую к реализации проектов на шельфе: «Технологии и оборудование для шельфовых проектов», «Подводные добычные комплексы». По заказу Минпромторга РФ и при поддержке ПАО «Газпром» российские научные институты выполняют опытно-конструкторские работы по проекту разработки отечественного оборудования для подводных добычных комплексов.

На настоящий момент Россия выполнила в Арктике значительные объемы ГРП на нефть и газ, однако геологическая изученность арктического шельфа является недостаточной. Сказывается то, что работы можно вести только несколько месяцев в году, в условиях сложной ледовой обстановки, а техники, позволяющей вести работы всесезонно, недостаточно.

По этому направлению, в рамках решения Комиссии (2014) по развитию российского судостроения при освоении углеводородных ресурсов на морских месторождениях, реализуется отраслевая госпрограмма по судостроению. Например, ведутся работы по технологиям и оборудованию для шельфа, в частности созданы опытные образцы сейсмозаземочного оборудования.

В целом реализация программ импортозамещения осуществляется достаточно динамично, но главная проблема в том, что для принятия инвестиционного решения по конкретному проекту требуется наличие сразу всего комплекса технологических решений, в том числе для оценки их капексов и опексов. Поэтому прорывы в отдельных технологиях, конечно, важны, но больше для обобщения полученного опыта, чем для их мгновенного практического внедрения, в отрыве от других, еще не отлаженных, звеньев производственной цепочки реализации проекта.

Впрочем, обязательно нужно заметить, что в мире ситуация все же меняется. В прошлом году норвежская Equinor (бывшая Statoil) объявила о принятии решения по разработке арктического месторождения Юхан Кастберг в Баренцевом море. Предполагается, что добыча на нем принесет экономике Норвегии доходы более чем в \$40 млрд. Сама реализация проекта оценивается в \$12,3 млрд. Причем, как утверждают в Equinor, компании удалось значительно снизить издержки. Сейчас освоение арктического месторождения стало экономически эффективно при ценах на нефть в \$30/барр, а ранее этот показатель составлял те самые \$80/барр. Вообще, по данным Rystad Energy, за последние два года приняты инвестиционные решения для 17 иностранных глубоководных проектов, 16 из которых были ранее отложены или заморожены из-за низких цен на нефть на мировых рынках.

**Общие затраты недропользователей на ГРП на арктическом шельфе с более 75 млрд рублей в 2014 году рухнули до менее 20 млрд рублей в 2015-м и лишь в 2017 году возросли до 38,3 млрд рублей**

По информации Rystad Energy такой успех стал возможным благодаря тому, что добывающие компании активно работали в последние годы над уменьшением затрат для их реализации. Ресурсный потенциал только этих возобновленных 16 проектов, согласно предварительным оценкам, составляет 6 млрд барр н.э., а выделяемые на их ввод в эксплуатацию инвестиции достигнут \$43,2 млрд. Если дело обстоит именно так, то влияние санкций на освоение арктического шельфа отечественными компаниями может вырасти. И нашей стране, чтобы избежать отставания, нужно не упустить момент и постепенно возвращаться к замороженным проектам. Пусть даже пока лишь в области геологоразведки и расчитывая только на свои силы.

С точки зрения директора Фонда национальной энергетической безопасности (ФНЭБ) Константина Симонова, «чтобы сдвинуть освоение шельфа Арктики с мертвой точки, нужно создать там нормальные конкурентные условия. Двух крупнейших игроков отечественной нефтегазовой отрасли для этого явно недостаточно. Изначально снижению активности российских компаний на арктическом шельфе способствовало не что-то одно, а совокупность факторов – от падения мировых цен на нефть до ограничения доступа к новейшим технологиям. Однако прошло уже достаточно времени, многое изменилось – и цены подросли, и технологии развились. Но по-прежнему исключительным правом на освоение континентального шельфа владеют государственные компании. Может, пришла пора изменить условия?

Например, ЛУКОЙЛ очень давно рвется в арктические моря. Благо опыт на юге компания имеет».

## ЗАМОРОЖЕННЫЕ ГИГАНТЫ

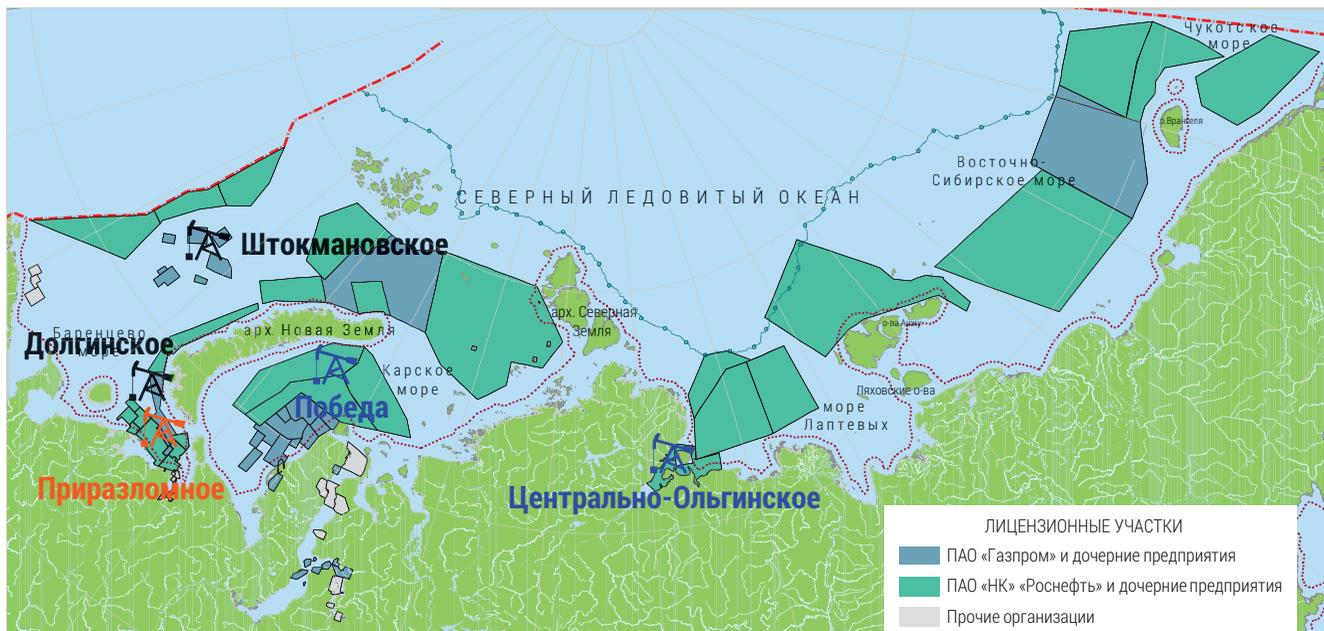
Как уже было отмечено выше, за исключением действующего Приразломного месторождения, большинство шельфовых проектов, которые широко обсуждались в конце прошлого – начале текущего десятилетия и на которые делало ставку правительство РФ, оказались заморожены на достаточно длительные сроки. По мнению Алексея Калачева, «развитие уже начатых проектов приходится продолжать, чтобы не обесценивать ранее сделанные затраты. Срок окупаемости при низких ценах на нефть растет, но даже капвложения постепенно амортизируются, а рентабельность со временем приходит в норму. Во всяком случае, «Газпром нефть» продолжает наращивать добычу на месторождении Приразломное – как видно из отчета компании, за девять месяцев прошлого года она составила 2,36 млн тонн, что на 34,1% больше результата того же периода предыдущего года. Доля Приразломного в общей нефтедобыче «Газпром нефти» составила за период около 6,3%».

Дороговизна реализации проектов на арктическом шельфе наблюдалась и до 2014 года, а после ситуация только усугубилась. Самый яркий пример – Штокмановское месторождение. Его разведанные запасы в 2006 году составляли 3,9 трлн м<sup>3</sup> природного газа и 56,0 млн тонн газового конденсата. Для его освоения была даже создана компания Shtokman Development AG, в которой должны были участвовать французы из Total и норвежская Statoil. Однако разработку месторождения отложили еще в 2013 году из-за слишком высоких затрат, до присоединения Крыма, антироссийских санкций и падения стоимости нефти. В 2015 году, уже после всех перечисленных событий, освоение Штокмановского месторождения было отложено минимум до 2025 года. Стоит заметить, что в данном случае речь идет о газе, добычу которого возможно увеличить за счет роста его более дешевого производства на суше. С нефтью ситуация немного иная.

**За последние два года приняты инвестиционные решения для 17 иностранных глубоководных проектов, 16 из которых были ранее отложены или заморожены из-за низких цен на нефть на мировых рынках**

Подступаться к трудноизвлекаемым запасам «черного золота» необходимо уже сейчас. Но пока в большей степени это касается освоения сложных участков на суше. К сожалению, разработка нефтяных месторождений

## ЛИЦЕНЗИОННОЕ СОСТОЯНИЕ И КРУПНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ



Источник: «Нефтегазовая Вертикаль» №8-2018 «Шельф под паром»

на арктическом шельфе считается самым дорогостоящим вариантом развития отрасли и продолжает откладываться. В 2015 году «Газпром нефть» получила отсрочку до 2031 года на начало добычи на месторождении Долгинское, извлекаемые запасы которого оцениваются в более чем 125 млн тонн нефти. Аналогичная ситуация складывается с недавно открытыми «Роснефтью» крупными месторождениями Победа и Центральное-Ольгинское. Освоение и ввод их в эксплуатацию в нынешних условиях считается экономически невыгодным. Эти проекты даже не заморожены, а относятся к находящимся в стадии разведки. И никто не настаивает на их быстрой реализации, что подтвердил в конце прошлого года глава Минприроды РФ Дмитрий Кобылкин. Причем ни о каких новых преференциях со стороны государства для стимулирования разработки этих и других месторождений на шельфе Арктики также пока слышно не было. Как отметила Анна Кокорева, «в текущей ситуации компаниям ничего не остается, как реализовывать проекты самостоятельно, но пока это невыгодно, они требуют слишком высоких капитальных затрат».

По мнению Олега Супруненко, «перспективы отложенных проектов в Арктике представляются мне достаточно грустными. Совместная работа «Газпрома», Statoil и Total по Штокмановскому месторождению заморожена, по крайней мере, до 2025 года, а планы бурения на лицензионных участках «Роснефти» скорректированы и начало работ перенесено в ряде случаев на несколько лет вперед, вплоть до 2027–2029 годов. Причина – отсутствие

отечественных буровых установок для значительных глубин моря. После 2014 года на арктическом шельфе пробурено всего четыре скважины суммарным объемом 12760 метров, включая «Центральное-Ольгинскую», наклонно-направленную на побережье моря Лаптевых (5207 метров)».

**Срок окупаемости при низких ценах на нефть растет, но даже капвложения постепенно амортизируются, а рентабельность со временем приходит в норму**

С точки зрения Константина Симонова, «сейчас главное значение имеет банальная нерентабельность разработки месторождений в этом регионе. Никакие санкции не остановили бы компании, например из стран АТР, если бы российские проекты на арктическом шельфе сулили бы серьезные прибыли. К примеру, японцы вроде как присоединились к санкциям против России, но на деле преспокойно участвовали в строительстве «Ямал СПГ». Как и французы, впрочем. Иностранцы очень хорошо умеют считать. В существующих условиях для них российский шельф в Арктике не интересен. Нам же для повторного запуска всех остановленных проектов своими силами даже при благопри-

ятной конъюнктуре не хватает как технических средств, так и инвестиций».

## НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗВЕДКИ

Если окупаемость разработки месторождений на арктическом шельфе России вызывает у многих абсолютно справедливые сомнения, то необходимость продолжения геологоразведки в регионе не отрицает никто. Не зря же шельф, и в первую очередь его арктическую часть, часто называют стратегическим запасом страны со многими неизвестными. Количество белых пятен на российском участке шельфа Северного Ледовитого океана по-прежнему велико. Однако объемы государственного финансирования геологоразведочных работ и их эффективность в последние годы снижается, что в декабре подтвердил руководитель Минприроды на выступлении в Совете Федерации.

### Разработка нефтяных месторождений на арктическом шельфе считается самым дорогостоящим вариантом развития отрасли и продолжает откладываться

В связи с этим Алексей Калачев отметил, «что если освоение арктических месторождений при нынешнем уровне цен можно заморозить до лучших времен, геологоразведку продолжать необходимо. Государству следует стимулировать и даже дотировать поиск новых запасов, тем более что пока единственными компаниями, которым разрешается работать на арктическом побережье, остаются государственные «Газпром» и «Роснефть». Это вложение в будущее нефтегазовой отрасли, и не такое уж отдаленное. У «Газпрома», допустим, нет проблем с запасами, компания способна добывать больше газа, чем может продать, а новые разведанные запасы лишь пополняют размер его активов. Но для нефтяников восполнение запасов является актуальной задачей. Как отмечалось в Государственном докладе Минприроды «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2016–2017 гг.», российские запасы жидких углеводородов составляют около 5% мировых, «позволяя стране занимать восьмую позицию по масштабу сырьевой базы углеводородного сырья». При этом Россия остается в числе мировых лидеров по добыче».

Глава государственного холдинга Росгеология Роман Панов сказал в начале этого года, что компания в 2018 году снизила на 5% объем геофизических работ, что во многом связано с отказом от геологоразведки именно на шельфе, который по закону могут разрабатывать лишь «Роснефть» и «Газпром». Причем, по его словам, в текущем году ожидается еще большее уменьшение объемов ГРП, в первую очередь, из-за снижение госфи-

нансирования на 15%. Компания обратилась с просьбой увеличить его объемы с 30 до 60–80 млрд рублей в год. Как объяснил Роман Панов, «это минимальная сумма, которая необходима для того, чтобы обеспечить необходимый уровень прироста запасов для поддержания текущего объема воспроизводства».

Конечно, существует весьма популярное мнение, что сначала отечественным нефтедобытчикам стоит разобраться с трудноизвлекаемыми запасами на суше. Это обойдется дешевле, нежели затратные и технически сложные геологоразведочные работы на море, которые даже в случае успеха и открытия новых месторождений, несмотря на существующие налоговые преференции для ГРП на шельфе, неизвестно когда окупятся. В этом есть смысл, и уже сейчас главным образом геологоразведка в России производится на материке. Однако если просто сравнивать инвестиции в ГРП углеводородов российских и зарубежных компаний, то за 2017 год общее финансирование ГРП нашими компаниями (314 млрд рублей) ненамного превышает вложения в геологоразведку крупных западных и китайских компаний по отдельности, а этого явно не достаточно.

Несомненно, такому положению дел способствуют текущие, не самые высокие, цены на нефть. Но не стоит забывать и о технологиях. В целом успешная программа импортозамещения пока не принесла ощутимых результатов именно в том, что связано с разработкой трудноизвлекаемых запасов и, само собой, с проектами на шельфе. Это относится к геологоразведке, геофизике и бурению скважин. Плавучие буровые установки и суда, подводные добычные комплексы, подвесное устьевое оборудование, специализированные суда, все, что требуется для работы в арктических условиях, пока производится большей частью за границей. И эту проблему, как бы ни изменялась макроэкономическая и политическая ситуация в мире, необходимо решать. Причем с самым активным государственным участием, ведь в данном случае – это задел на будущее, от которого зависит экономическая стабильность и процветание нашей страны.

### После 2014 года на арктическом шельфе пробурено всего четыре скважины суммарным объемом 12760 метров, включая «Центрально-Ольгинскую», наклонно-направленную на побережье моря Лаптевых (5207 метров)

«Пока цены на нефть низкие, компаниям, несомненно, стоит сосредоточиться на разведочных работах в тех частях страны, где себестоимость добычи гораздо ниже. Однако совсем отказываться от ГРП в Арктике не стоит, нужно продолжать работу над усовершенствованием и удешевлением технологии добычи, дополнять карту залежей и прочее.

Это важно – когда ситуация с ценами наладится, мы будем в полной боеготовности», – считает Анна Кокорева.

С точки зрения Алексея Калачева, уменьшение госфинансирования ГРП на шельфе никак не оправдано. «Месторождения относительно легкой нефти на Урале выработаны более чем на 70%, в Западной Сибири – на 50,9%. В правительственной Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года, принятой месяц назад (22 декабря 2018 г. № 2914-р), нефть, в отличие от газа, отнесена ко второй группе полезных ископаемых, «уровни добычи которых недостаточно обеспечены запасами разрабатываемых месторождений на период до 2035 года». Исходя из понимания этой проблемы, государству имеет смысл стимулировать геологоразведку арктического шельфа, хотя бы для восполнения запасов нефти в нераспределенном фонде недр, в котором перспективных участков почти не осталось – доля распределенного фонда по состоянию на 1 января 2018 года составляла 96,2%», – считает он.

### **Росгеология в 2018 году снизила на 5 % объем геофизических работ, что во многом связано с отказом от геологоразведки именно на шельфе**

Схожее мнение высказал и Константин Симонов: «Нерентабельность добывающих проектов на арктическом шельфе совсем не отменяет необходимость продолжать активную геологоразведку в регионе. Причем для этого стоило бы «либерализовать Арктику» и разрешить работать на шельфе не только двум государственным компаниям. Вполне вероятно, что подобный шаг позволил бы увеличить объемы ГРП и, возможно, ускорил ввод в эксплуатацию новых месторождений».

### **ПОРА ОПРЕДЕЛИТЬСЯ**

Уже в конце прошлого года стала появляться информация о том, что некоторые положительные сдвиги в освоении арктического шельфа происходят не только на Западе, но и у нас. В декабре начальник Управления техники и технологии разработки морских месторождений «Газпрома» Вадим Петренко в ходе конференции «Нефтегазшельф-2018» сообщил, что в компании работают над вопросом снижения капитальных затрат освоения Штокмановского месторождения и уже найдены эффективные технические решения для реализации проекта.

Приблизительно тогда же, в декабре 2018 года, со слов Дмитрия Кобылкина стало известно, что пока вопрос о консервации месторождения Победа не рассматривается, а Минприроды ждет от «Роснефти» уточненную геологическую модель месторождения. Для этого

компаниям нужно пробурить по меньшей мере еще две разведочные скважины. Чуть ранее, осенью прошлого года, генеральный директор компании «Газпромнефть Сахалин» Александр Коробков сообщил журналистам, что сейчас прорабатывается несколько концепций освоения Долгинского месторождения на арктическом шельфе в Печорском море, в частности, изучается возможность использования опыта эксплуатации платформы «Приразломная».

### **В целом успешная программа импортозамещения пока не принесла ощутимых результатов именно в том, что связано с разработкой трудноизвлекаемых запасов и, само собой, с проектами на шельфе**

Понятно, что пока это всего лишь намерения, без озвучивания конкретных сроков. Но тенденция, когда сами компании стали говорить о необходимости ускорения освоения и ввода в эксплуатацию месторождений на арктическом шельфе, выглядит многообещающей. Еще два-три года назад речь шла только о переносе старта проектов в регионе на более поздний срок. При этом роль государства до конца пока не ясна. С одной стороны, разработка арктического шельфа на словах поддерживается на самом высоком уровне, с другой – никаких дополнительных стимулов с 2014 года для поощрения активности нефтегазовых компаний в Северном Ледовитом океане государство не ввело, а программы финансирования ГРП в регионе уже не первый год сокращает.

### **Государству имеет смысл стимулировать геологоразведку арктического шельфа, хотя бы для восполнения запасов нефти в нераспределенном фонде недр**

Как отметил Олег Супруненко, «государству необходимо решить, нужны ли ему (и всем нам) через 10–15 лет значительные объемы запасов и добычи нефти на арктическом шельфе (и сколько именно). Сегодня однозначного ответа на этот вопрос нет. Если нужны, создаем госпрограмму и последовательно реализуем ее – завершение регионального этапа ГРП, выбор преимущественно нефтеносных районов, их освоение. С жестким «стимулированием» всех участников. Не нужны – пусть все тянется, как сегодня». ❗



# БИЗНЕС БЕЗ ГРАНИЦ

## CESSNA CITATION LONGITUDE



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ



CITATION M2  
Дальность: 2871 km  
Пассажиры: 7



CITATION CJ3+  
Дальность: 3778 km  
Пассажиры: 9



CITATION CJ4  
Дальность: 4010 km  
Пассажиры: 10



CITATION XLS+  
Дальность: 3889 km  
Пассажиры: 9



CITATION LATITUDE  
Дальность: 5000 km  
Пассажиры: 9



CITATION SOVEREIGN+  
Дальность: 5926 km  
Пассажиры: 12



CITATION X+  
Дальность: 6408 km  
Пассажиры: 12



CITATION LONGITUDE  
Дальность: 6482 km  
Пассажиры: 12



CITATION HEMISPHERE  
Дальность: 8330 km  
Пассажиры: 12

+7 968 759 45 24 – Денис Клепов

cessna@eastunion.ru  
www.eastunion-fleet.ru





# СПГ на Севморпути в 2018 году

МИХАИЛ ГРИГОРЬЕВ

Директор ООО «Гекон»,

член Научно-технического совета Минтранса России

Прошедший год ознаменовался беспрецедентным ростом перевозок в акватории Северного морского пути. По данным Администрации СМП, морскими и речными судами было перевезено 20,2 млн тонн грузов. Почти половину грузопотока – 42% (8,4 млн тонн) – составил сжиженный природный газ проекта «Ямал СПГ», вывезенный из порта Сабетта в западном и восточном направлениях.

## СИСТЕМООБРАЗУЮЩИЙ ПРОЕКТ

Проект «Ямал СПГ» является системообразующим для развития арктической морской транспортной системы. Это определяется не только доминированием сжиженного природного газа в структуре грузопотока в акватории Северного морского пути и ростом его доли по мере создания новых производств, но также влиянием данных перевозок на развитие обеспечивающей транспортной инфраструктуры. В частности, имеется в виду строительство ледокольного флота для сопровождения судов, гидрографического флота для подготовки безопасных глубоководных трасс в восточно-

арктических морях, навигационного обеспечения судовых трасс и т.п. Предусмотрена загрузка отечественных судостроительных мощностей – строительство ледоколов, газозовозов, танкеров, гидрографических судов, портофлота.

Проект «Ямал СПГ» не менее важен в плане расширения использования арктическими судами сжиженного природного газа как моторного топлива. Речь идет не только об использовании отпарного газа газозовозами – «Атомфлот» выходит за пределы компетенций оператора атомного ледокольного флота, заявив о планах строительства ледоколов на сжиженном природном газе для обеспечения проводки судов в

Карском море. Увеличение производства СПГ позволит создать условия для бункеровки широкого спектра судов, осуществляющих перевозки в акватории Северного морского пути.

Минтранс учтены потребности развития транспортной инфраструктуры, обеспечивающей реализацию системообразующих проектов по производству СПГ («Ямал СПГ», в дальнейшем «Арктик СПГ-2»), не только формирующих основу грузовой базы Севморпути, но и создающих предпосылки обеспечения круглогодичной навигации по всей акватории СМП.

Важно отметить, что обеспечение транспортировки СПГ из Карского в Берингово море по сектору Севморпути в рамках расширенной или круглогодичной навигации позволит сформировать регулярную систему сопровождения транзитных и каботажных судов в составе караванов.

Рассмотрим итоги навигации 2018 года.

## ПРОИЗВОДСТВО СПГ

11 декабря 2018 года ПАО «НОВАТЭК» сообщило, что завод по производству сжиженного природного газа проекта «Ямал СПГ» вышел на полную мощность с опережением графика на 12 месяцев.

Проектная мощность трех очередей предприятия составляет 16,5 млн тонн в год, но в ходе ПМЭФ-2018 Леонид Михельсон заявил, что производительность бу-

дет «на 8–9% выше, чем запланировано». То есть объем производства трех линий может достигнуть 17,8–18 млн тонн в год. Также предполагается строительство четвертой линии производительностью 0,9 млн тонн в год. В итоге общий объем представляемого к перевозке СПГ (без учета возможной бункеровки судов) приблизится к 19 млн тонн в год.

В декабре 2018 года «Ямал СПГ» вышел на годовой объем добычи газа 25,2 млрд м<sup>3</sup>. НОВАТЭК оценивает потенциальный уровень годовой добычи в 27 млрд м<sup>3</sup>, что соответствует действующему согласованному с ЦКР Роснедр по УВС проекту разработки.

## Проект «Ямал СПГ» является системообразующим для развития арктической морской транспортной системы

Очереди завода вводились ускоренными темпами: первая была запущена 5 декабря 2017 года, отгрузка продукции началась 9 декабря; вторая очередь пущена 21 июля с началом отгрузки 9 августа; третья вступила в эксплуатацию 22 ноября, а отгрузка первой продукции состоялась 11 декабря.

## ЧИСЛО ОТХОДОВ ГАЗОВОЗОВ В МЕСЯЦ ОТ ТЕРМИНАЛА В ПОРТУ САБЕТТА

	Судно	Владелец /Оператор	Флаг	Ледовый класс	2018												Всего
					Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.	
Флот проекта	Chr. de Margerie	Совкомфлот	Кипр	Arc 7	2	1	1	2	1	1	1	1	2	1	2	2	17
	Boris Vilkitsky	Dynagas	Кипр	Arc 7	1	2	1	1		1	2	2	1	1	2	2	16
	Fedor Litke	Dynagas	Кипр	Arc 7	1	1	2	1	1	1	2	1	2	2	1	3	18
	Eduard Toll	Teekay	Содружество Багам	Arc 7	1	1	2	1	1	2		2	1	2	2	3	18
	Vladimir Rusanov	MOL	Гонконг	Arc 7			1	1	2	1		2	2	2	2	2	15
	Rudolf Samoylovich	Teekay	Содружество Багам	Arc 7									2	1		3	6
	Vladimir Vize	MOL	Гонконг	Arc 7										1	2	1	4
	Georgiy Brusilov	Dynagas	Кипр	Arc 7												2	2
Фрахт	Pskov	Совкомфлот	Либерия	Ice 2						1	2	1	2				6
	SCF Melampus	Совкомфлот	Либерия	Ice 2								1	2	1			4
	Clean Planet	Dynagas	Маршалловы острова	Arc 4							2	2		1			5
	Yenisei River	Dynagas	Маршалловы острова	Arc 4								1	1				2
Всего рейсов					5	5	7	6	5	6	6	12	15	15	13	18	113
Флот проекта					5	5	7	6	5	6	5	8	10	10	11	18	96
Фрахтованные суда											1	4	5	5	2		17

Источник: ООО «Гекон»

Ввод очередей завода раньше плановых сроков, а также ожидаемая большая производительность линий ставят дополнительные задачи обеспечения вывоза продукции, в частности, своевременного формирования флота газозовозов. НОВАТЭКом заявлено, что помимо 15 судов типоразмера «Ямалмакс» ледового класса Arc 7 для перевозки СПГ планируется привлечь 11 судов близкого водоизмещения, но более низкого ледового класса Arc 4.

Следует отметить, что в соответствии с обсуждаемым проектом Правил плавания в акватории Северного морского пути, представленным Госкорпорацией «Росатом» (пунктом 3 статьи 5.1 Кодекса торгового мореплавания Российской Федерации установлено, что организация плавания судов в акватории Северного морского пути осуществляется этой организацией), самостоятельное плавание судов ледового класса Arc 4 возможно только по чистой воде либо в легкой ледовой обстановке. Во всех остальных случаях они требуют ледокольного сопровождения.

## ВЫВОЗ СПГ В 2018 ГОДУ

В течение 2018 года число газозовозов типоразмера «Ямалмакс», построенных для проекта на верфях Daewoo Shipbuilding Marine Engineering возросло с трех до восьми единиц. Два судна ввела в эксплуатацию компания Teekay, два – MOL (Mitsui OSK Lines) и одно – Dynagas LNG Partners, которая на конец 2018 года располагала наибольшим флотом газозовозов «Ямалмакс», состоящим из трех судов.

## Обеспечение транспортировки СПГ из Карского в Берингово море по сектору Севморпути позволит сформировать регулярную систему сопровождения транзитных и каботажных судов в составе караванов

Газозовозы «Ямалмакс» ходят под флагом Кипра («Совкомфлот» и Dynagas LNG Partners), Содружества Багамских островов (Teekay) и Гонконга (MOL).

Следует отметить, что девятое судно – принадлежащий Dynagas LNG Partners «Борис Давыдов» – вышло в первый рейс с грузом СПГ 27 января 2019 года, а строительство остальных шести судов типоразмера «Ямалмакс» планируется завершить к ноябрю 2019 года.

В 2018 году было вывезено 8,4 млн тонн СПГ, в том числе судами типоразмера «Ямалмакс» – 7,2 млн тонн, оставшиеся 1,2 млн тонн пришлось на дополнительно зафрахтованные суда Dynagas LNG Partners и «Совкомфлота» (по два судна каждой компании). Всего было выпол-

нено 113 рейсов (см. «Число отходов газозовозов в месяц от терминала в порту Сабетта»).

Отгрузочная эстакада в порту Сабетта оснащена двумя причалами, что позволяет производить отгрузку СПГ на два газозовоза одновременно.

Средний размер партий у газозовозов типоразмера «Ямалмакс» составил 74,7 тыс. тонн (выполнено 96 рейсов), у судов «Совкомфлота» (типоразмер «Атлантикмакс») – 74,6 тыс. тонн (10 рейсов), у судов Dynagas LNG Partners – 69,3 тыс. тонн (семь рейсов).

## Общий объем представляемого к перевозке сжиженного газа проекта «Ямал СПГ» (без учета возможной бункеровки судов) приблизится к 19 млн тонн в год

Привлекавшиеся суда имеют более низкие ледовые классы – Arc 4 у Dynagas LNG Partners, Ice 2 у «Совкомфлота». Причем только класс Arc 4 относится к арктическим ледовым классам.

Если суда «Ямалмакс» оперировали в течение всего года, то привлекавшиеся суда «Совкомфлота» и Dynagas LNG Partners осуществляли перевозки только в период отсутствия в порту Сабетта ледовых ограничений. А они в 2018 году были сняты в период с 7 июля по 30 ноября (фактически отходы этих газозовозов происходили в период с 20 июля по 12 ноября).

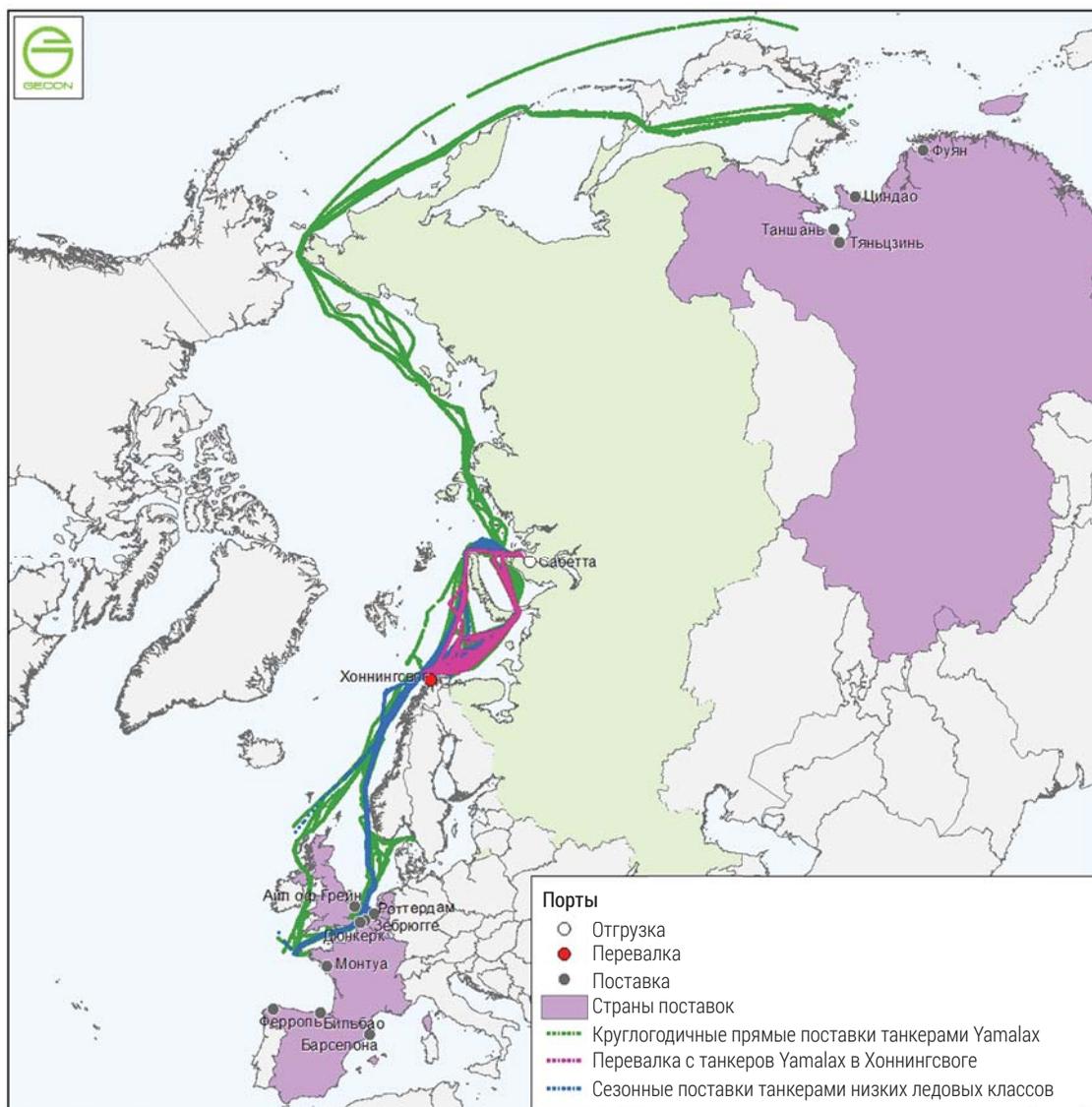
В течение 2018 года вывоз СПГ производился по трем логистическим схемам:

- ♦ прямые поставки в порты Европы судами проекта типоразмера «Ямалмакс» и привлеченными судами;
- ♦ прямые поставки в Китай «Ямалмаксами»;
- ♦ поставки в район порта Хоннингсвог в Норвегии «Ямалмаксами» для перевалки на конвенциональные суда или суда более низких ледовых классов.

Перевозки СПГ по акватории Севморпути в восточном направлении осуществлялись по глубоководному маршруту, проходящему севернее Новосибирских островов. В западном направлении суда вывозили СПГ в зависимости от ледовых условий двумя маршрутами: как через пролив Карские Ворота, так и более длинным путем, мимо северной оконечности Новой Земли – мыса Желания (см. «Трассы движения газозовозов проекта «Ямал СПГ», 2018 г.»). Прерывистость трасс движения судов на карте обусловлена определенной дискретностью данных о положении судов доступной в России информации системы AIS ExactEarth.

С начала года вывоз СПГ осуществлялся из порта Сабетта прямыми рейсами в порты европейских стран: Франции (28%), Нидерландов (23%), Бельгии (13%), Великобритании (8%) и Испании (5%). Общий объем поставок СПГ в порты Европы составил 6,6 млн тонн прямых поставок.

## ТРАССЫ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОВОЗОВ ПРОЕКТА «ЯМАЛ СПГ», 2018 г.



Источник: ООО «Гекон»

Средняя длительность кругового рейса «Ямалмакс» (период от отхода судна от терминала в рейс до отхода от терминала в следующий рейс) на европейском направлении составила 21 день (без учета аварийного рейса «Бориса Вилькицкого» в апреле). Во втором полугодии длительность круговых рейсов при прямых поставках в европейские порты снизилась (см. «Длительность рейсов газозовов «Ямалмакс», 2018 г.»).

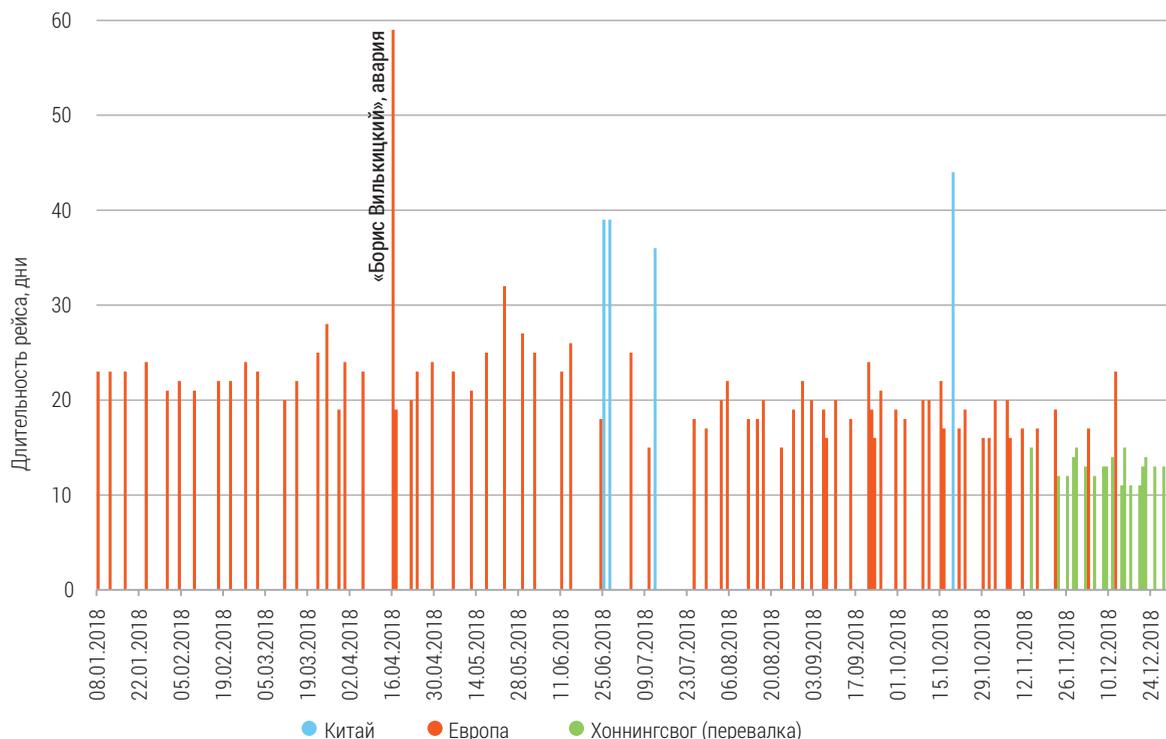
В июне-октябре были выполнены четыре прямых рейса различными газозовами «Ямалмакс» по акватории Северного морского пути с запада на восток с целью поставок СПГ в порты Китая (Циндао, Тяньцзинь, Таншань

и Фуюн). Два рейса выполнили суда Теекау, по одному – MOL и «Совкомфлота».

Доля прямых поставок в Китай составила 4% от всего вывоза в 2018 году. Средняя длительность круговых рейсов достигла 40 дней. Общий объем поставок СПГ в порты Китая был весьма скромным – 0,3 млн тонн.

26 ноября 2018 года в Сарнес-фьорде в районе порта города Хоннингсвог, на севере Норвегии, была осуществлена первая операция по перевалке 74 тыс. тонн СПГ по схеме «борт-о-борт» с танкера типа «Ямалмакс» «Владимир Русанов» на пришвартовавшийся к его левому борту танкер более низкого ледового класса Ice 2 «Псков», который направился с грузом в Западную Европу.

## ДЛИТЕЛЬНОСТЬ РЕЙСОВ ГАЗОВОЗОВ «ЯМАЛМАКС», 2018 г.



Источник: ООО «Гекон»

В последующем обеспечивалась перевалка одновременно с двух судов. А по сообщению Tschudi Shipping Company AS, была осуществлена перевалка и с трех судов одновременно.

С ноября 2018 года до июня 2019-го запланировано 158 операций по перевалке борт-о-борт, что подразумевает 316 судозаходов крупных газозовов. Это позволит перевалить почти 12 млн тонн СПГ.

**Ввод очередей завода раньше плановых сроков, а также ожидаемая большая производительность линий ставят дополнительные задачи обеспечения вывоза продукции, в частности, своевременного формирования флота газозовов**

Использование рейдовой перевалки в Норвегии дало возможность значительно сократить длительность круговых рейсов газозовов «Ямалмакс». Их средняя продолжительность составила 13 дней. Поскольку вывоз по этой схеме

проводился чуть более месяца, доля перевозок составила лишь 19% от всего объема 2018 года – было перевалено 1,6 млн тонн сжиженного газа. Следует отметить, что после начала поставок СПГ для перевалки в Хоннингсвоге было выполнено четыре прямых рейса из Сабетты в порты Европы.

## ИТОГИ ГОДА

Итак, к концу 2018 года завод по производству сжиженного природного газа проекта «Ямал СПГ» был выведен на проектную мощность. По информации НОВАТЭКа благоприятные климатические условия способствовали тому, что его производительность превышает проектный уровень.

Схема вывоза продукции обеспечивала поставки СПГ в европейские порты и прямые поставки в порты Китая. Во втором полугодии длительность круговых рейсов при поставках в европейские порты снизилась.

Перенос точки перевалки в северную Норвегию позволил значительно сократить плечо транспортировки газозовами высокого ледового класса и повысить оборачиваемость судов.

Троекратное различие в длительности рейсов в западном и восточном направлениях определяет задачи диспетчеризации перевозок в связи с необходимостью обеспечения равномерной отгрузки производимого СПГ. 📊

28 февраля 2019 г.,  
Belmond Grand  
Hotel Europe,  
г. Санкт-Петербург

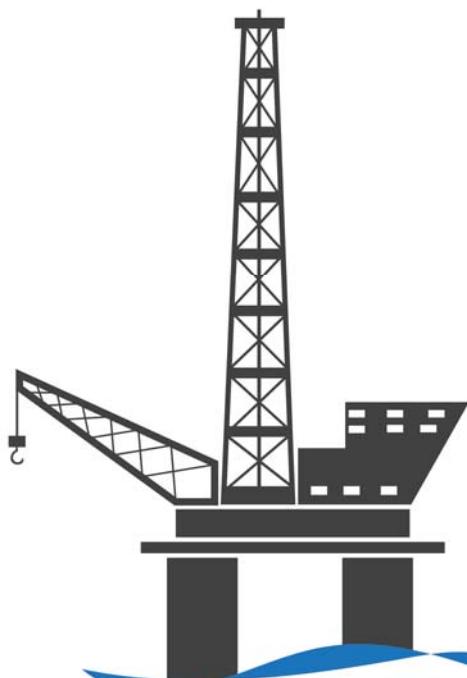
Организатор: Стратегические партнеры:

НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
ФОРУМ

19-я международная выставка  
НЕФТЕГАЗ-2019

ЭКСПОЦЕНТР  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНГРЕССЫ  
МОСКВА

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ – 2019

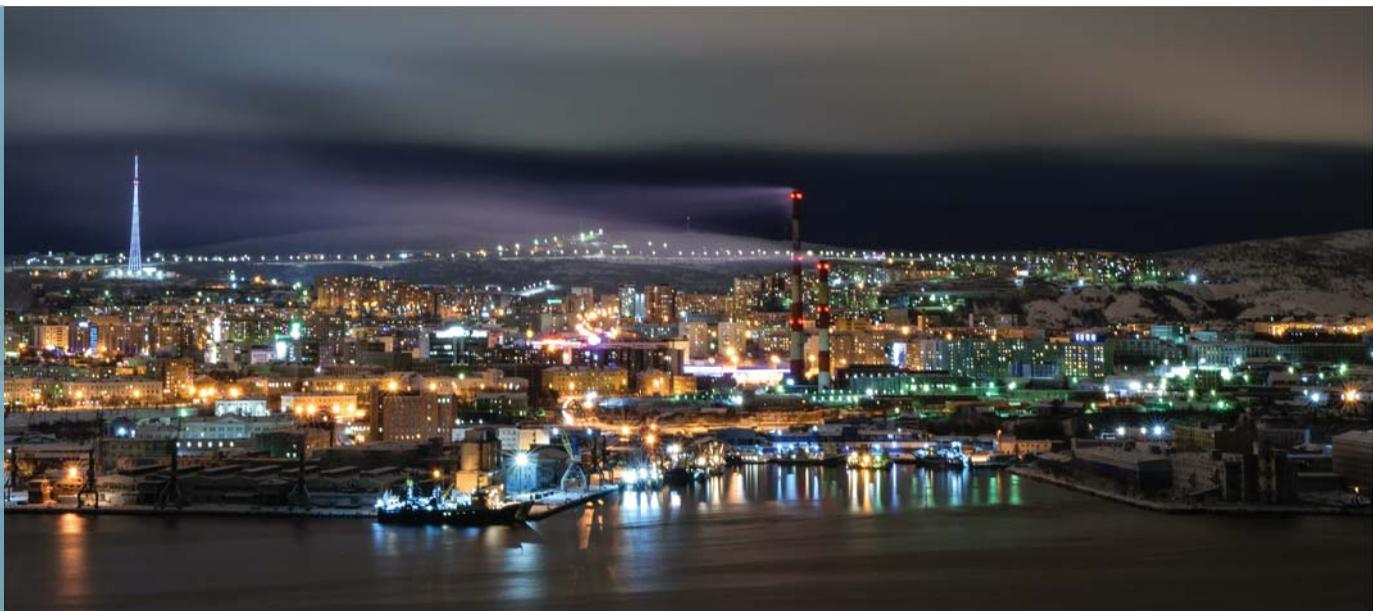


### Ключевые вопросы:

- ✓ стратегия научно-технологического развития отрасли и меры господдержки внедрения прорывных технологий;
- ✓ локализация производств и технологические партнерства в условиях геополитических ограничений;
- ✓ международное сотрудничество и трансфер технологий;
- ✓ развитие центров компетенций и определение приоритетных направлений отраслевых разработок.

Подробную информацию о деловой программе конференции можно получить в организационном комитете по телефонам:  
**+7 (495) 640-34-64, 8-800-333-05-15**

либо электронной почте:  
**mail@oilandgasforum.ru**



# Мурманск – база освоения российской Арктики

ЮРИЙ БАНЬКО  
Журналист

В мире насчитывается полтора десятка официально признанных нефтегазовых столиц. Среди них Хьюстон (США), Ставангер (Норвегия), Дахран (Саудовская Аравия), Дацин (Китай), Калгари (Канада) и другие. Россию в этом списке представляет Тюмень. Хотя это звание хотели бы носить и Нижневартовск, и Сургут, и Нефтеюганск, и Астрахань, и Альметьевск. А вот шельфовой нефтегазовой столицей России по праву может называться город Мурманск. И на то есть все основания. Здесь работают компании, занимающиеся геолого-геофизическим изучением арктического шельфа, морскими инженерными изысканиями, проведением буровых работ, строительством разведочных и эксплуатационных скважин, сервисным обеспечением деятельности на арктическом шельфе.

## В РУСЛЕ ГЛОБАЛЬНОГО ТРЕНДА

Мировая нефтегазовая отрасль уже не первое десятилетие ведет освоение арктических ресурсов. Так, 25 декабря 1969 года в результате бурения 12-й скважины с бурового судна Ocean Viking было открыто месторождение Экофиск, а в 1971 году Норвегия начала добычу нефти на этом месторождении. За прошедшие почти полвека страна добилась огромных успехов в сфере извлечения углеводородного сырья на шельфе Норвежского, Северного, а теперь и Баренцева морей, в создании добычной техники.

В том же 1969 году были начаты работы на арктическом шельфе Северной Америки, открыто месторождение Гвидир-Бей на шельфе Аляски.

Наверное, именно эти факты, а также понимание того, что месторождения нефти и газа континентальной части страны когда-то истощатся, подтолкнули СССР начать проведение геологоразведочных работ на шельфе Баренцева, Печорского и Карского морей.

В соответствии с приказом Министерства газовой промышленности СССР в Мурманске было создано четыре компании: в 1972 году Комплексная морская арктическая

геолого-геофизическая экспедиция в составе Северного морского научно-производственного геолого-геофизического объединения («Севморгео»), с 1981 года МАГЭ; в 1979 году АМНГР – «Арктикморнефтегазразведка»; в 1979 году Мурманская морская геолого-геофизическая нефтегазовая экспедиция, с 2003 года – «Севморнефтегеофизика» (СМНГ); в 1980 году – АМИГЭ – Арктические морские инженерно-геологические экспедиции.

В 1994 году появился мурманский филиал компании «Газфлот», ныне ООО «Газпром флот». На сегодняшний день это предприятие имеет самый мощный в России парк буровых платформ, состоящих из двух полупогружных буровых установок (ППБУ) и двух самоподъемных (СПБУ). Оно также располагает вспомогательными судами и базой обеспечения буровых работ в Мурманске.

В 1998 году было создано ЗАО «Арктикнефть», дочерняя структура ЛУКОЙЛа, занимавшаяся добычей нефти на Песчаноозерском месторождении острова Колгуев.

Наконец, в Кольском заливе с двух рейдовых терминалов отправляется на экспорт нефть, добытая на арктических месторождениях, в том числе на шельфовом Приразломном. Именно в Мурманске базируется атомный ледокольный флот, без которого освоение богатств арктического шельфа невозможно. Почти восемь десятилетий трудятся в Арктике суда Мурманского морского пароходства, имеющие огромный опыт плавания в ледовых условиях, доставки грузов на необорудованное побережье.

В Мурманске были зарегистрированы компании «Газпром добыча шельф» и «Штокман Девелопмент АГ», которые были нацелены на разработку уникального Штокмановского ГКМ (правда, его освоение отложено на отдаленную перспективу).

## **Понимание того, что месторождения нефти и газа континентальной части страны когда-то истощатся, подтолкнули СССР начать проведение геологоразведочных работ на шельфе Баренцева, Печорского и Карского морей**

«Роснефть» на базе 82 судоремонтного завода в поселке Росляково намерена создать базу для обеспечения буровых работ на арктическом шельфе, а НОВАТЭК возводит на берегу Кольского залива в районе поселка Белокаменка Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений для заводов СПГ на основаниях гравитационного типа.

Конечно же, на динамику освоения месторождений углеводородного сырья арктического шельфа негативно повлияли разлуха постсоветского периода (в 1993 году государство практически прекратило финансирование поисково-разведочных работ на шельфе), а также сан-

кции западных стран. Но тем не менее арктические геологоразведочные компании продолжают работы на шельфе, открывая новые месторождения.

## **НАЧАЛО БЫЛО ВПЕЧАТЛЯЮЩИМ**

Вклад мурманских геологических компаний (МАГЭ, СМНГ, АМИГЭ, АМНГР) в поиск и разведку месторождений нефти и газа арктического шельфа огромен. Именно им принадлежит заслуга открытия новой нефтегазоносной провинции, соизмеримой по своему потенциалу с прилегающими районами Западной Сибири и европейского Севера.

Если говорить о компании «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (МАГЭ), то наиболее значительные открытия ее специалисты совершили в период с 1972-го по 1978 год. Оно и понятно, до этого арктический шельф и его недра были одним большим белым пятном. Используя свои специализированные научно-исследовательские судна (НИС) – «Геолог Дмитрий Наливкин», «Профессор Куренцов» и «Геофизик» – специалисты МАГЭ выполнили огромный объем геофизических работ в Баренцевом, Печорском, Карском морях и море Лаптевых.

Сотрудники предприятия стали первопроходцами, стиравшими белые пятна с карты шельфовой зоны арктических морей. С 1973-го по 1978 годы только в южных районах Баренцева и Карского морей было выявлено 38 локальных поднятий, часть из которых вскоре была подготовлена к бурению. Именно их трудом удалось подтвердить прогнозы по нефтегазоносности арктического шельфа. Ими открыты структуры Мурманская, Северо-Кильдинская, Северо-Гуляевская, Харасавэй-море, Ленинградская, Ново-Скуратовская. После проведения морского бурения крупные структуры стали месторождениями нефти и газа. Новейшие методики исследований были апробированы на Штокмановском, Лудловском, Приразломном, Медынском месторождениях.

Именно специалисты МАГЭ были выбраны компанией «Газпром добыча шельф» для проведения сейсморазведки на Штокмановском ГКМ. В 2010 году в Баренцевом море в районе этого месторождения были выполнены работы по высокоразрешающим сейсмическим исследованиям с целью выявления газовых линз и карманов, представляющих опасность для эксплуатационного бурения.

Потрудились специалисты МАГЭ и на шельфе архипелага Шпицберген. Еще в конце 1980-х годов они сделали вывод о перспективности западной и восточной его окраин. Возобновить работы удалось только в 2002 году. Комплексные геолого-геофизические исследования были выполнены западнее острова Шпицберген. Обработка материалов позволила выделить 14 перспективных площадей, увеличить прогнозные ресурсы района на 105 млн тонн условного топлива.

Итоги сейсмических работ, выполненных МАГЭ на Адмиралтейском валу, в восточной части Баренцева моря, также будут востребованы и станут важным подспорьем для нефтегазоразведчиков.

Специалисты МАГЭ приняли активное участие в работах по определению и обоснованию внешней границы континентального шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане. В частности, была выполнена задача по подтверждению продолжения земной коры Сибирской платформы в глубоководную часть Северного Ледовитого океана. В результате были получены дополнительные данные для определения зоны юрисдикции РФ в соответствии с Конвенцией ООН по морскому праву.

### **На динамику освоения месторождений углеводородного сырья арктического шельфа негативно повлияли разруха постсоветского периода, а также санкции западных стран**

С 1997 года МАГЭ активно участвовала в программе создания нового поколения Государственной геологической карты РФ. На шельфе Арктики выполнена гравиметрическая съемка масштаба 1:1000000, отработаны десятки тысяч километров сейсмоакустических профилей и тысячи станций донного опробования. А летом 2014 года с борта научно-исследовательского судна «Академик Федоров» при сопровождении атомного ледокола «Ямал» впервые проложен сейсмический профиль через Северный полюс. Данные МАГЭ важны не только для поиска нефтегазовых ресурсов, но и для оценки перспектив этого района Арктики на марганец, полиметаллы, золото.

В последние годы для расширения возможностей по проведению геологоразведочных работ МАГЭ приобрела научно-исследовательское судно «Николай Трубятчинский», «Федор Ковров» и «Аквамарин».

В последние годы и государство, и крупнейшие нефтегазовые компании повернулись лицом к арктическому шельфу. До недавнего времени, в отличие от ситуации времен СССР, в России существовала диспропорция между темпами отбора и прироста запасов углеводородного сырья. Поэтому особые надежды возлагались на арктический шельф, который, к сожалению, изучен крайне недостаточно. И МАГЭ стремится восполнить этот пробел.

Качество сейсморазведки 2D, выполненной специалистами МАГЭ в 2014 году на трех Восточно-Приноземельских лицензионных участках на судне «Геолог Дмитрий Наливкин» по заказу ООО «Карморнефтегаз», оказалось выше всяких похвал. Полученные данные позволили выявить и подготовить к бурению перспективные нефтегазовые объекты.

В последние годы специалисты ОАО «МАГЭ» выполняли комплексные региональные геофизические исследования с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности: в Карском и Баренцевом морях – для АО «Росгео» и ООО «РН-Шельф-Арктика»;

в Карском море – для «Роснефти»; в Охотском море, на Аяшском лицензионном участке – для ООО «Газпром геологоразведка» (там осенью 2017 года компания «Газпромнефть-Сахалин» открыла месторождение с геологическими запасами 255 млн тонн и извлекаемыми запасами 70–80 млн тонн).

На Кириновском ГКМ по заказу ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» выполнен огромный объем работ по обследованию устьев ликвидированных и законсервированных скважин.

Сейсморазведочные работы 3D для ООО «Газпром геологоразведка» проведены на Ленинградском, Русановском и Невском лицензионных участках Карского моря.

Большое значение имеют также работы по оценке перспектив нефтегазоносности российского континентального шельфа в Северном Ледовитом океане за пределами 200-мильной экономической зоны.

Но не только арктический шельф представлял интерес для сотрудников МАГЭ. Суда этой компании работали в Атлантическом, Тихом, Индийском океанах. Они участвовали даже в трех экспедициях на шельфе Антарктиды, выполнив комплексные исследования в морях Росса и Уэдделла.

После заключения контракта с норвежской фирмой Geoteam руководство МАГЭ смогло загрузить работой на внешнем рынке судно «Геолог Дмитрий Наливкин», которое с 1991 года проводило сейсморазведочные исследования в Северном, Норвежском, Гренландском, Каспийском морях. Работали российские специалисты и у берегов Габона, выполняли заказы турецких компаний на разведку шельфа Черного и Средиземного морей. Не оставалось без заказов и судно «Профессор Куренцов». Его исследовательские маршруты пролегли на шельфе по соседству с дельтами Нила, Нигера, у Канарских островов, берегов Марокко и Фарерских островов.

В 2002 году МАГЭ заключила контракт с известной британской компанией Westland GeoProjects на сейсморазведку в Средиземном и в Баренцевом морях. Также были проведены сейсмические и сопутствующие гравиметрические и гидромагнитные исследования в Аденском заливе, Северном море, морских зонах Дании и Канады. А в 2008 году сотрудники экспедиции работали по заказам компании Fugro-Geoteam AS в норвежской части Баренцева моря.

В 2010 году МАГЭ выполнила сейсмические работы на различных блоках Индийского океана по заказу ONGC Ltd. А в 2011 году она проводила разведку по договору с австралийской компанией Searcher Seismic Pty Ltd. Кроме того, в Баренцевом море в мае-июле 2011 года в рамках контракта с компанией MultiClient Geophysical ASA (Норвегия) были проведены работы МОВ ОГТ (метод отраженных волн общей глубинной точки) в объеме 6500 погонных км.

В последние годы компания предоставляла морские геофизические услуги для MultiClient Geophysical ASA (MCG) в Мексиканском заливе, выполнила морские сейсморазведочные работы 2D на шельфе Ирландии для Seismic Searcher и аналогичные работы в северной части Кельтского моря для Geopartners Ltd.

Заказчиками МАГЭ были также такие нефтяные и газовые компании, как Shell, ExxonMobil, Statoil, BP, Texaco, Norek, Norsk Hydro. Общий объем сейсморазведочных работ 2D, выполненных по международным контрактам, составил более 200 тыс. пог. км.

Заработанные за рубежом средства позволили не только сохранить компанию и специалистов, но и модернизировать оборудование, обеспечить соответствие мировым требованиям по качеству проведения ГРП.

## МЕСТО РАБОТЫ – АРКТИКА И МИРОВОЙ ОКЕАН

Практически все открытые на арктическом шельфе месторождения нефти и газа связаны с морскими геофизическими работами, которые выполнили специалисты «Севморнефтегеофизики».

Созданная 1 января 1979 года Мурманская морская геолого-геофизическая нефтегазовая экспедиция (позже переименованная в «Севморнефтегеофизику» – СМНГ) изначально была ориентирована на проведение геолого-геофизических работ на углеводородное сырье на шельфе арктических морей.

За почти четыре десятилетия специалистами компании выявлено более 400 структур, подготовлено к глубокому поисково-разведочному бурению 40 из них. Это позволило открыть на Западно-Арктическом шельфе Баренцева, Печорского и Карского морей, в Обской губе 19 месторождений нефти, газа и газоконденсата.

Огромный объем сейсморазведки 2D и 3D выполнен не только на арктическом шельфе, но и за рубежом.

В конце 2003 года ФГУП «Севморнефтегеофизика» было преобразовано в открытое акционерное общество, а в январе 2016 года передано АО «Росгеология». Сегодня «Росгеология» – холдинг, объединяющий 37 профильных государственных предприятий, работающих в 30 регионах России. На его счету открытие сотен крупнейших месторождений углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых.

### В последние годы и государство, и крупнейшие нефтегазовые компании повернулись лицом к арктическому шельфу

Войдя в состав «Росгеологии», «Севморнефтегеофизика» получила новый импульс для своего развития, расширения географии и увеличения объема выполняемых работ.

А начиналось все с арендованного НИС «Академик Обручев» – сухогрузного судна, построенного в 1952 году, водоизмещением 532 тонны, длиной 46,4 и шириной 8 метров, со скоростью хода 9,5 узлов. Именно с его борта начали вести сейсморазведочные работы специалисты этой компании. Тем не менее с этого и второго научно-исследовательского судна «Стерегущий» были выполнены большие объемы ре-

гиональных исследований. В прилегающих к Кольскому полуострову районах был выявлен целый ряд структур, в том числе в 1982 году – структуры Штокмановская, Ледовая, Адмиралтейская, Пахтусовская. Уже в 1983 году на подготовленных к глубокому поисково-разведочному бурению структурах в Баренцевом море открыли два газовых месторождения – Мурманское и Северо-Кильдинское.

Понимая важность проведения ГРП, страна начинает оснащать морских геологов современными по тем временам научно-исследовательскими судами: «Чайво», «Академик Голицын», «Профессор Полшков», «Академик Шатский», «Искатель». С их помощью были открыты Поморское газоконденсатное, Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное месторождения, а в Карском море – Русановское газоконденсатное.

Важнейшим открытием в 1988 году стало Штокмановское ГКМ. Следующий 1989 год принес не менее значимые «находки»: Приразломное нефтяное в Печорском море, Лудловское газовое в Баренцевом и Ленинградское газоконденсатное в Карском море. Такие месторождения, как Штокмановское, Русановское и Ленинградское, относятся к уникальным.

Именно в эти годы были решены задачи прогноза, научного обоснования направлений поиска, создания технологий разведки и разработки уникальных месторождений в сложнейших природно-климатических условиях.

В 1989 году впервые в СССР были проведены морские сейсмические исследования 3D на Приразломном месторождении.

После развала СССР для геологоразведчиков наступили сложные времена. Финансирование ГРП государством было практически прекращено. От краха СМНГ спасло выполнение работ по заказам зарубежных компаний. Первым к их выполнению в мае 1995 года приступило НИС «Профессор Полшков».

О ситуации в тот период красноречиво говорят цифры: если объем выполненных за рубежом геофизических работ в 1996–1999 годах составил 70400 погонных км, то в Баренцевом море – всего 6200 пог. км. Но даже при таких скромных масштабах было открыто Южно-Долгинское нефтяное месторождение.

По материалам сейсморазведочных исследований ООО «Газфлот» начало проведение активных буровых работ в Обской губе с использованием СПБУ «Амазон». Всего здесь открыто несколько газоконденсатных месторождений.

2009–2011 годы ознаменовались возвращением научно-исследовательских судов в Арктику. НИС «Академик Шатский» и «Академик Лазарев» весь полевой сезон работали в Баренцевом море. НИС «Гео Арктик» выполняло работы в море Лаптевых.

Вообще, география работ научно-исследовательских судов производит впечатление, как и перечень отечественных и зарубежных компаний, пользующихся услугами специалистов СМНГ. Только иностранных корпораций насчитывается почти три десятка. Среди них Total, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Fugro, Elf, Petrobras, Statoil и другие. Среди отечественных компаний достаточно назвать «Газпром», «Роснефть», ЛУКОЙЛ, НОВАТЭК и «Зарубежнефть».

В конце апреля 2018 года в порту Мурманск произошло знаковое событие: НИС «Гео Арктик» было возвращено первоначальное имя «Академик Наметкин».

Не оставались без внимания и моря Северного Ледовитого океана. По договорам с ООО «Карморнефтегаз» и ООО «РН-Шельф-Арктика» были выполнены сейсморазведочные работы 3D в Баренцевом и Карском морях на лицензионных участках «Роснефти».

Портфель заказов компании постоянно пополняется благодаря высокому качеству морских геофизических услуг, наличию специализированного флота, в составе которого имеются глубоководные НИС усиленного ледового класса «Академик Примаков» и «Академик Немчинов» (оба для проведения сейсмики 3D), «Академик Лазарев» и «Академик Наметкин» (оба 2D), мелководное НИС «Профессор Рябинкин» (2D). В России это самый крупный флот научно-исследовательских судов, оборудованных современными навигационно-геофизическими комплексами.

**Заработанные за рубежом средства позволили не только сохранить компанию МАГЭ и специалистов, но и модернизировать оборудование, обеспечить соответствие мировым требованиям по качеству проведения ГРП**

Высокий уровень востребованности со стороны заказчиков во многом объясняется и тем, что в компании серьезное внимание уделяли модернизации навигационно-геофизических комплексов на научно-исследовательских судах. К примеру, на НИС «Академик Лазарев» и «Гео Арктик» были установлены новейшие регистрирующие комплексы SEAL-428 и сейсмические твердотельные цифровые косы типа Sentinel SEAL 24 bitdigital.

В июле 2017 года было приобретено НИС Western Neptune, построенное в 1999 году в Норвегии. 19 октября того же года оно вошло в порт Мурманск после завершения первого проекта в центральной части Баренцева моря. Судно показало прекрасную производительность и высокое качество сейсмических данных. Решение о его приобретении стало частью политики АО «Росгеология» по модернизации и обновлению российского сейсморазведочного флота.

НИС Western Neptune стало первым в России высокотехнологичным сейсморазведочным судном 3D, оборудованным современным навигационно-геофизическим комплексом Q-Magine. Оно способно буксировать до 16 сейсмических кос, обеспечивая высокую суточную производительность, что крайне важно для работы в короткий полевой сезон на арктическом шельфе.

31 октября 2017 года в порту Мурманск был поднят российский флаг на НИС «Академик Примаков». Крестной матерью корабля стала Ирина Борисовна – вдова выда-

ющегося государственного деятеля и ученого Евгения Максимовича Примакова.

В настоящее время судно уже приняло участие в двух проектах. Один из них – проект «Газпрома» объемом 4150 км<sup>2</sup> в Баренцевом море, другой – на шельфе Марокко в объеме 1000 км<sup>2</sup> по заказу компании GeoeX Ltd.

В полевой сезон 2018 года ОАО «Севморнефтегеофизика» с использованием НИС «Академик Лазарев» провело сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D общим объемом 4 тыс. пог. км в северо-западной части моря Лаптевых. Там же работало и НИС «Академик Наметкин», с которого были выполнены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ общим объемом 6 тыс. пог. км. Завершить работы по объекту планируется до конца 2020 года.

Без малого четыре десятилетия открывает новые месторождения углеводородного сырья СМНГ. За эти годы выполнено более 1 млн км сейсморазведочных работ 2D и более 50 тыс. км<sup>2</sup> сейсморазведки 3D. Геофизические исследования на шельфе Арктических морей, а это 500 тыс. пог. км съемки 2D и 20 тыс. км<sup>2</sup> 3D, осуществленные специалистами СМНГ, внесли огромный вклад в оценку перспектив нефтегазоносности арктического шельфа.

## БЕЗ АМИГЭ НИКУДА

В «Росгеологию» вошла не одна «Севморнефтегеофизика», но и ОАО «АМИГЭ» (Арктические морские инженерно-геологические экспедиции).

Если СМНГ и МАГЭ были ориентированы на проведение геолого-геофизических работ на нефть и газ, «Арктикоморнефтегазразведка» – на бурение, то компания АМИГЭ проводила инженерные изыскания под строительство морских сооружений. В распоряжении данного предприятия имеются два судна для инженерно-геологического бурения и геотехнических работ с динамической и якорной системами удержания на точке бурения и два геофизических судна.

А начинались работы на арендованных у рыбаков судах. С их использованием специалисты осуществляли инженерные изыскания на площадях Мурманской, Северо-Кильдинской, Варандейской, Медынской, Приразломной, Адмиралтейской, Лудловской, Пахтусовской, Андреевской, Ахматовской, Полярной, Ленинградской, на Кольском шельфе и на других структурах.

Именно этой компанией выполнены изыскания для постановки буровых платформ, а также съемка почти четырех десятков нефтегазоперспективных структур и месторождений в Баренцевом и Карском морях. В частности, в ее послужном списке – изыскания в рамках проектов по строительству перехода трубопровода Ямал – Центр через Байдаракскую губу.

Именно специалисты АМИГЭ проводили изыскания под постановку ледостойкой буровой платформы на Приразломном месторождении, выполняли исследования на площадках для поисково-разведочного бурения в Обской и Тазовской губах, в Печерском море на месте установки Варандейского стационарного морского ледостойкого отгрузочного терминала. Кроме того, АМИГЭ

выполняет инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-геодезические изыскания на шельфе, прилегающей суше и островах.

Среди реализованных предприятием проектов фигурируют и изыскания на месте прокладки газопровода «Голубой поток» в Черном море.

С борта специализированных судов – НИС «Бавенит», «Академик Набекин», «Кимберлит» и «Керн» – выполнялись исследования для постановки буровых платформ, строительства трубопроводов, причальных сооружений и терминалов. Достаточно сказать, что именно сотрудники АМИГЭ по заказу «Газпрома» выполнили изыскания по трем вариантам прокладки газопровода от Штокмановского ГКМ: на полуостров Рыбачий, на полуостров Канин и в район Териберки, где проведены инженерные изыскания для причальных сооружений. Работали специалисты АМИГЭ и на Сахалине.

**Практически все открытые на арктическом шельфе месторождения нефти и газа связаны с морскими геофизическими работами, которые выполнили специалисты «Севморнефтегеофизики»**

Более трех десятков площадок для поисково-разведочного бурения подготовлено в Обской и Тазовской губах по заказу ООО «Газфлот» (ныне ООО «Газпром флот»). За каждым таким заказом стоит огромный объем работ: геологическое бурение на глубину нескольких десятков метров, отбор проб легкими техническими средствами на глубине до 5 метров, статическое зондирование с целью получения данных для расчетов прочностных и деформационных свойств грунтов, сейсмоакустическое профилирование, гидролокация бокового обзора, магнитометрия, многолучевое эхолотирование. Кроме того, проводятся гидрометеорологические исследования, в ходе которых изучаются течения, волнение моря, приливы, ледовый покров.

В последние годы выполняется большой объем изыскательских работ для проектирования и строительства нефтепромысловых объектов в Обской и Тазовской губах, в Баренцевом, Печорском и Карском морях у побережья полуострова Ямал, в море Лаптевых. И это не считая работ в Черном, Балтийском, Средиземном, Японском морях, в Мексиканском заливе, в Индийском океане, у берегов Африки.

## АРКТИЧЕСКИЙ ПЕРВОПРОХОДЕЦ

Сколько бы нефтегазовых компаний ни пришло работать на арктический шельф, каких бы успехов они ни достигли, но «Арктикморнефтегазразведка» остается перво-

проходцем освоения богатейших морских месторождений углеводородного сырья российской Арктики. Именно этому предприятию принадлежит заслуга открытия месторождений на шельфе Баренцева, Печорского и Карского морей. Созданное в 1979 году, оно за три с небольшим десятилетия ввело в бурение на арктическом шельфе РФ 30 структур. Начато строительством 60, закончена строительством 51 скважина, закончено испытанием 38 скважин. Объем поисково-разведочного бурения, выполненного предприятием, составил более 170 тыс. метров, открыто 15 месторождений УВС, из которых три относятся к уникальным, девять к крупным, два к средним и одно к мелким. Из них пять в Баренцевом, шесть в Печорском и четыре в Карском морях.

Запасы углеводородного сырья страны благодаря ОАО «АМНГР» были приращены почти на 7 млрд тонн условного топлива.

Именно АМНГР стала пионером добычи нефти в арктических условиях, начав в 1985 году освоение открытого в 1982 году Песчаноозерского месторождения на острове Колгуев. В рамках реализации данного проекта на остров были доставлены буровые установки, создана соответствующая инфраструктура, построен береговой резервуарный парк.

Но основными достижениями, прославившими ОАО «Арктикморнефтегазразведку» в нашей стране и в мире, стали буровые работы на шельфе России и других стран.

В советские годы буровой арсенал этого предприятия состоял из трех установок типа «Шельф», способных вести работы на глубинах до 300 метров, СПБУ «Кольская» и двух буровых судов – «Валентин Шашин» и «Виктор Муравленко». Уже в 1983 году судно «Валентин Шашин» открыло нефтяное месторождение Мурманское, относящееся к крупным. В 1985 году СПБУ «Кольская» обнаружила Приразломное месторождение, которое впоследствии стало первым введенным в эксплуатацию на арктическом шельфе РФ.

В 1991 году арсенал предприятия пополнился СПБУ «Мурманская», которая была сдана судостроителями Выborgского завода.

**Компанией АМИГЭ выполнены изыскания для постановки буровых платформ, а также съемка почти четырех десятков нефтегазоперспективных структур и месторождений в Баренцевом и Карском морях**

К сожалению, с 1994 года «Арктикморнефтегазразведка» переживала непростые времена. В период проведения в стране экономических реформ бурилось лишь по одной-две скважины в год по заказам «Газпрома» и ЗАО «Арктикшельфнефтегаз». Объемы буровых работ снизились по сравнению с советским периодом на 85–90%, доля финансирования из государственного бюджета состав-

ляла от 0 до 18%. Как следствие, из Арктики ушли семь плавучих буровых установок и более половины специализированных судов, принадлежавших АМНГР. Руководству предприятия не оставалось иного выхода, как сдавать буровые установки и суда в аренду.

Объединение усилий с «Зарубежнефтью» позволило найти работу для СПБУ «Мурманская» на шельфе Вьетнама по заказам вьетнамско-российского СП «Вьетсовпетро» (в нем «Зарубежнефти» принадлежит 49% акций). Оставшись без работы на арктическом шельфе, «Мурманская» пробурила у берегов Вьетнама 21 поисково-разведочную скважину, добившись скорости проходки 2464 метра в месяц. Всего за девять лет, с 2009-го по 2018 годы, было пробурено 77879 метров. В октябре 2018-го установка завершила бурение скважины на блоке 12/11, а в апреле-мае 2019 года вновь приступит к работе.

К сожалению, СПБУ «Кольская», неплохо потрудившаяся на арктическом шельфе и за рубежом и возвращенная в Россию 24 августа 2008 года после 19-летнего отсутствия, затонула в Охотском море во время буксировки 18 декабря 2011 года.

Еще одним важнейшим инструментом для выполнения буровых работ на шельфе являлось судно «Валентин Шашин», находящееся ныне во Вьетнаме. Оно также используется совместным предприятием «Вьетсовпетро». Между тем именно этому судну принадлежит честь открытия уникального Штокмановского ГКМ. За 12 лет работы на арктическом шельфе с его помощью построено 14 скважин в Баренцевом и одна скважина в Карском море общей глубиной 43919 метров (в том числе четыре скважины на Штокмане). За период работы на иностранные компании было построено 15 скважин.

«Валентин Шашин» стал первым в мире буровым судном ледового класса. Обладание ледовым поясом дало ему возможность проводить бурение поисковых скважин в Арктике. В случае приближения льдов судно может, отстыковав противовыбросовое оборудование от буровой плиты на дне моря, за три минуты уйти с точки бурения. Благодаря двум кормовым и трем носовым подруливающим устройствам корабль способен удерживаться над заданной точкой с точностью до десяти сантиметров. Система динамического позиционирования позволяла ему стоять на точке бурения при волнении моря до шести баллов. Сегодня же это уникальное буровое судно используется как судно снабжения.

## ФЛАГМАН БУРОВЫХ РАБОТ

В 1994 году «Газпром» создал дочернюю компанию ООО «Газфлот» (ныне ООО «Газпром флот») для проведения геологоразведочных работ. Ее мурманский филиал был ориентирован на строительство разведочных скважин на шельфе Печорского моря, Обской и Тазовской губ Карского моря. За четверть века с использованием своих и арендованных буровых установок завершено строительство шести десятков поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, открыто более десятка месторождений нефти и газа. Среди них нефтяные ме-

сторождения Варандей-море, Медыньское-море, Долгинское, несколько месторождений природного газа (Северо-Каменомысское, Обское, Каменомысское-море, Чугорьяхинское, Антипаютинское, Тотаяхинское, Харасавэй-море, Семаковское, Южно-Кириновское, Мынгинское), месторождения на шельфе Балтики. Именно эта компания поставила точку в проведении доразведки уникального Штокмановского месторождения, пробуравив седьмую разведочную скважину с использованием арендованной буровой платформы Deepsea Delta и прирастив запасы этого месторождения на 400 млрд м<sup>3</sup> газа.

На начальном этапе ООО «Газфлот» использовало СПБУ «Мурманская», принадлежавшую ФГУП «Арктикоморнефтегазразведка». С нее выполнялись буровые работы в Печорском море и в Обской губе. Сегодня «Газпром флот» имеет на вооружении две полупогружные буровые установки шестого поколения – «Полярная звезда» и «Северное сияние», самоподъемные буровые установки «Арктическая» и «Амазон», суда обеспечения, береговые базы снабжения в Мурманске и Ямбурге.

ПАО «Газпром» – единственная нефтегазовая корпорация в России, которая может обеспечить морское бурение собственными установками. Все они находятся в управлении ООО «Газпром флот».

**Сколько бы нефтегазовых компаний ни пришло работать на арктический шельф, но первопроходцем освоения богатейших морских месторождений углеводородного сырья российской Арктики остается «Арктикоморнефтегазразведка»**

В 2001 году «Газфлот» приобрел СПБУ «Амазон», с помощью которой построено почти три десятка разведочных скважин и открыто несколько месторождений в Обской и Тазовской губах, пробурена разведочная скважина ПО-1 на Северо-Обском участке по заказу НОВАТЭКа. Природный газ этого месторождения, ресурсы которого оцениваются в более чем 1 трлн м<sup>3</sup> «голубого топлива» и почти 150 млн тонн нефти, будет востребован в рамках проекта «Арктик СПГ-3». Эта разведочная скважина стала 23-й на арктическом шельфе, построенной с помощью СПБУ «Амазон».

СПБУ «Арктическая» в период с 2014-го по 2017 годы ударно потрудились на шельфе Балтийского моря по заказу ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», открыв несколько месторождений нефти. После модернизации в Сингапуре она выполнила буровые работы в Карском море на месторождении Няремейское по заказу ООО «Газпром геологоразведка».

В середине ноября 2018 года «Арктическая» вернулась в Кольский залив после труднейшего бурового сезона, который начался на месяц позже намеченного

срока из-за сложной ледовой обстановке в Карских водах и невозможности ее буксировки на точку бурения. Тем не менее с поставленной задачей буровики справились успешно.

К этому перечню нельзя не приплюсовать разведочные скважины, пробуренные установками шестого поколения «Полярная звезда» и «Северное сияние» в Охотском море на Южно-Кириинском месторождении. Готовя это месторождение к промышленной эксплуатации, две ППБУ построили четыре скважины, по две каждая, глубиной от 2700 до 2800 метров.

«Северное сияние» и «Полярная звезда» изначально строились для работ на Штокмановском ГКМ, но оказались востребованы в Охотском море, на Кириинском и Южно-Кириинском месторождениях. Они способны бурить разведочные и эксплуатационные скважины глубиной до 7500 метров при глубине моря от 50 до 500 метров.

Кроме того, ООО «Газпром флот» имеет в своем распоряжении НИС «Академик Голицын», пассажирское судно «Топаз», транспортно-буксировочные суда «Дунай» и «Десна», современные «Сатурн» и «Нептун», многофункциональные суда снабжения «Юрий Топчев» и «Владислав Стрижев».

Еще одну разведочную скважину на Русановском месторождении в Карском море в 2018 году по заказу ООО «Газпром геологоразведка» пробурила китайская полупогружная буровая установка Nanhai VIII.

Говоря о проведении буровых работ на шельфе, нельзя не вспомнить ООО «Газпромнефть-Сахалин», имеющее несколько лицензионных участков в арктических акваториях: на освоение Долгинского нефтяного месторождения и Северо-Западного ЛУ в Печорском море, Хейсовского ЛУ в Баренцевом море, Северо-Врангелевского в Восточно-Сибирском и Чукотском морях, а также Аяшского участка в Охотском море. На Аяшском лицензионном участке в 2017 году с использованием полупогружной буровой установки НАКУРЮ-5 было открыто месторождение Нептун с геологическими запасами нефти более 415 млн тонн.

**За четверть века компания «Газпром флот» завершила строительство шести десятков поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, открыто более десятка месторождений нефти и газа**

В 2018 году была построена еще одна разведочная скважина (№ 1) – уже на Баутинской структуре, входящей в этот же лицензионный участок. В середине июня ППБУ была доставлена на точку бурения и установлена с использованием удержания якорного типа. Бурение проводилось по начало сентября. Еще месяц, почти до конца

октября, осуществлялось испытание скважины, а ноябрь ушел на ее ликвидацию и демобилизацию ППБУ. По итогам анализа данных, полученных в ходе испытания скважины на Баутинской площади, стало ясно, что открыто месторождение нефти с запасами свыше 137 млн тонн. Оно получило название Тритон.

Несколько слов заслуживает МЛСП «Приразломная», которая достраивалась на 35-м судоремонтном заводе в Мурманске и в декабре 2013 года приступила к извлечению нефти на одноименном месторождении. На пике уровень ее добычи составит 5 млн тонн в год. Это первый российский проект по производству углеводородов на шельфе Арктики.

Производят впечатление габариты платформы: длина и ширина 126 метров, высота 141 метр, вес более 500 тыс. тонн. Толщина стальных стенок достигает 4 см, а высота железобетонных бортов – 3 метра. Внутри находится кессон с хранилищем нефти. Имеются вспомогательный и жилой модули, верхнее строение. С МЛСП планируется пробурить 32 наклонно-направленные скважины, в том числе добывающие, нагнетательные и одну поглощающую. Прямую отгрузку нефти на танкеры усиленного ледового класса обеспечивают два комплекса устройств.

## ФИДЕРНАЯ СХЕМА ВЫВОЗА НЕФТИ

Нефть с Новопортовского месторождения и МЛСП «Приразломная» вывозится морским путем под проводкой атомных ледоколов, базирующихся в Мурманске, и переваливается через рейдовый комплекс в Кольском заливе.

Кольский залив стал местом рейдовой перевалки нефти почти два десятилетия тому назад, благодаря первому РПК, созданному Мурманским морским пароходством для вывоза на экспорт нефти Тимано-Печоры. Затем стали появляться другие РПК.

Сейчас нефть Новопортовского месторождения и МЛСП «Приразломная» переваливается через супертанкер «Умба» дедвейтом 300 тыс. тонн, установленный в районе села Белокаменка. А сырье, отправляемое на экспорт с Варандейского терминала ЛУКОЙЛа, – через РПК на базе супертанкера «Кола» дедвейтом 309 тыс., установленный в Кольском заливе у мыса Филинский, напротив Североморска.

Еще один ледостойкий арктический терминал башенного типа построен компанией «Газпром нефть» в районе Мыса Каменный Обской губы у полуострова Ямал. Он получил название «Ворота Арктики». Его отгрузочные возможности – 8,5 млн тонн высококачественной нефти сорта Новый порт в год. Старт работе терминала дал 25 мая 2016 года президент России Владимир Путин.

Для обеспечения работы терминала на берегу Обской губы построены подводный и сухопутный нефтепроводы, резервуарный парк, насосные станции.

В целом вывоз арктической нефти возможен по двум схемам. Первая предполагает прямую транспортировку сырья до Роттердама танкерами ледового класса. И такая схема использовалась несколько лет при доставке нефти

с острова Колгуев, из Обской губы, с Варандея, из Архангельска и нефтепорта Витино. Но она была затратной из-за малых партий нефти, перевозимой танкерами дедвейтом 15–20 тыс. тонн.

Вторая, фидерная схема предполагает челночную перевозку «черного золота» танкерами ледового класса до судна-отвозчика в Кольском заливе и далее после перегрузки линейными танкерами до Роттердама. В дальнейшем танкеры-челноки стали перегружать нефть в рейдовые перевалочные комплексы на базе супертанкеров. Затраты при использовании фидерной схемы сократились на 5–12%.

Нефть через Кольский залив отправлялась также через береговые перевалочные комплексы рыбного порта, терминал на мысе Мохнаткина Пахта (владелец – ООО «Коммандит Сервис»), через танкер «Трейдер» компании «Тангра-Ойл», из нефтепорта Витино. К примеру, через РПК «Белокаменка» за 12 лет было отправлено на экспорт 81 млн тонн нефти.

### **Особое значение для освоения богатств Арктики, развития арктических регионов страны имеет создание компанией ООО «НОВАТЭК-Мурманск» Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений**

Через Ура-Губу на Кольском полуострове НОВАТЭК планирует отправлять на экспорт сжиженный природный газ, построив перевалочный комплекс.

### **ЗАВОД ЗАВОДОВ**

Особое значение для освоения богатств Арктики, развития арктических регионов страны имеет создание компанией ООО «НОВАТЭК-Мурманск» Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС). Инвестиции в данный проект составят около 120 млрд рублей, на заводе будет трудоустроено 15 тыс. человек, солидные поступления получит региональный бюджет. ЦСКМС позволит развивать кадровый потенциал области, увеличить конкурентоспособность предприятий региона в масштабах России.

В Мурманске будут построены три завода СПГ общей мощностью 18,3 млн тонн на основаниях гравитационного типа для проекта «Арктик СПГ-2». Этот проект будет использовать ресурсную базу полуострова Гыдан. Запасы месторождения Утреннее, расположенного в этом регионе, составляют 1 трлн 29 млрд м<sup>3</sup> газа.

К весне 2019 года будет завершено строительство арматурного цеха и бетонного завода с четырьмя бетонобетонными установками. К июлю будет введен в строй первый из двух сухих доков циклопических размеров

(длина 415, ширина 175 и высота стенок 20,2 метра), который сооружает АО «Теплохиммонтаж».

Здесь летом начнется закладка основания гравитационного типа (ОГТ) массой 420 тыс. тонн. Его размеры: длина 300 метров, ширина 152 и высота 30 метров. На этом основании разместится завод СПГ, состоящий из 15 модулей общим весом 142 тыс. тонн. В июле планируется ввод в строй двух причалов.

Строительство сухого дока № 2 намечается закончить в 2020 году, а первый завод СПГ должен быть сдан заказчику в 2022 году.

### **КЛЮЧИ К НЕДРАМ АРКТИКИ**

И разведка, и добыча, и вывоз углеводородного сырья, и использование транзитного потенциала Северного морского пути невозможны без атомного ледокольного флота.

Для управления этим сложнейшим механизмом в структуре госкорпорации Росатом создана Дирекция Северного морского пути под руководством Вячеслава Рукши. В ее ведении останется и атомный ледокольный флот.

В майском Указе Президент России Владимир Путин поставил задачу увеличить грузопоток по СМП к 2024 году до 80 млн тонн. Основу грузов составит углеводородное сырье. «Ямал СПГ» обеспечит 16,5 млн тонн сжиженного газа и 1,5 млн тонн газоконденсата, с Новопортовского месторождения ежегодно будет отгружаться 8,5 млн тонн нефти, с «Норильского никеля» – 1,5 млн тонн цветных и благородных металлов, с «Арктик СПГ-2» – 20 млн тонн углеводородов. Еще 10 млн тонн грузов придется на уголь полуострова Таймыр, до 12 млн тонн – на нефть Тимано-Печоры (с Варандейского терминала).

Но для достижения этих целей нужен атомный ледокольный флот. К примеру, только для вывоза СПГ необходимо обеспечить 225 судозаходов. Вызывает удивление тот факт, что принято решение кроме уже строящихся трех атомных ледоколов типа ЛК60 мощностью 175 МВт построить еще два таких ледокола. Будет также построено три атомных ледокола «Лидер» мощностью 315 МВт, способных ломая лед толщиной 4,1 метра идти со скоростью два узла. Кроме того, достигнута договоренность с НОВАТЭКом о строительстве четырех линейных ледоколов проекта Aker ARC 123 мощностью 40 МВт. Они будут оснащены двухтопливной энергетической установкой, работающей и на дизельном топливе, и на сжиженном газе. Эти ледоколы будут трудиться в Карском море.

Поскольку атомные ледоколы «Лидер» будут строиться на Дальнем Востоке, на заводе «Звезда», то там будет создана база атомного ледокольного флота, аналогичная той, которая сформирована в Мурманске.

Сегодня обеспечением арктических углеводородных проектов ледокольной проводкой занимаются ледоколы «Ямал», «50 лет Победы», «Таймыр» и «Вайгач». Их интенсивность работы составляет 36 ледоколомесечев в год. В рамках проекта «Ямал СПГ» «Атомфлот» и НОВАТЭК заключили договор о проводках судов до 2040 года.

С 9 декабря 2013 года открыта круглогодичная навигация из порта Сабетта. Атомные ледоколы в 2015–2017 го-

дах обеспечили проводку 34 судов с модулями для завода СПГ, а 8 декабря 2017 года была осуществлена первая отгрузка СПГ на газозов «Кристоф де Маржери».

Для обеспечения работы порта Сабетта «Атомфлот» построил и эксплуатирует буксиры «Пур» и «Тамбей», ледокольные буксиры «Юрибей» и «Надым», строится портовый ледокол «Обь».

Только с ноября 2017 года по сентябрь 2018-го при участии атомных ледоколов и портового флота выполнено 80 проводок судов со снабжением, выведено 70 танкеров СПГ, 21 танкер с газоконденсатом.

## И разведка, и добыча, и вывоз углеводородного сырья, и использование транзитного потенциала Северного морского пути невозможны без атомного ледокольного флота

Атомный ледокольный флот обеспечивает также вывоз нефти Новопортовского месторождения, объемы которой в период 2020–2023 годов составят 8,6 млн тонн в год.

Нельзя не отметить, что без атомных ледоколов сложно, если вообще возможно было бы выполнение научно-исследовательских работ. В 2013 и 2014 годах атомный

ледокол «Ямал» обеспечивал экспедиции «Кара-зима», организованные Научно-исследовательским институтом Арктики и Антарктики по заказу «Роснефти» и ExxonMobil. Они были нацелены на изучение ледовых и гидрометеорологических условий в акватории юго-западной части Карского моря и моря Лаптевых.

Летом 2014 года атомный ледокол «Ямал» осуществлял ледокольное сопровождение научно-исследовательского судна «Академик Федоров». Участникам экспедиции предстояло собрать геофизические данные по нефтегазоносности российского континентального шельфа за пределами 200-мильной зоны. Исследования были проведены в прогибе Вилькицкого, котловинах Подводников, Амундсена, Нансена, Макарова и на внешнем шельфе морей Лаптевых и Восточно-Сибирского. Площадь участка работ составила около 350 тыс. км<sup>2</sup>. Результаты этой сейсморазведки стали основой российской заявки в Комиссию по границам континентального шельфа при ООН.

С 8 апреля 2015 года атомоход «Ямал» обеспечивал работу экспедиции «Кара-зима-2015». Он прошел по маршруту от Баренцева до Восточно-Сибирского моря, практически вдоль всего побережья российской Арктики.

Хочется верить, что работы по освоению богатств Арктики активизируются. Так, «Роснефть» планирует пробурить четыре скважины в Восточной Арктике и восемь в Баренцевом и Карском морях. А ЛУКОЙЛ намерен приступить к разведочному бурению на полуострове Таймыр, где вместе с «Роснефтью» рассчитывает открыть новую нефтегазовую провинцию. 



Оценки, прогнозы  
и рекомендации  
топ-менеджеров  
нефтегазовых компаний

[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)



# Угрозы не знают границ

## Арктика нуждается в международной системе предупреждения и ликвидации морских нефтеразливов

АЛЕКСЕЙ КНИЖНИКОВ

Руководитель программы по экологической политике ТЭК WWF России

Если провести у нас в стране опрос общественного мнения, касающийся главных экологических рисков при добыче углеводородов на арктическом шельфе, то, конечно, подавляющее большинство отметит, что это угрозы аварийных разливов нефти. И это действительно так. Нефтяники пытаются уверять в том, что есть возможность эффективно ликвидировать разлив в условиях ледовых арктических морей, но это не более чем блеф.

Для предупреждения и ликвидации подобных разливов необходимы как создание системы сбора информации и постоянного мониторинга ситуации в Арктике, так и разработка эффективных технологий и оборудования по ликвидации разливов. И опыт свидетельствует о том, что такая система должна быть сформирована на международном уровне, с участием всех арктических государств.

### УРОКИ «НАДЕЖДЫ»

Прецеденты реальных нефтеразливов на море и их последствия, даже в менее сложных природно-климатиче-

ских условиях, чем Арктика, убедительно доказывают правоту экологов. Последний российский пример – авария танкера «Надежда» у берегов Сахалина. Инцидент произошел 28 ноября 2015 года. Судно, перевозившее

186 тонн мазута и 560 тонн дизтоплива, было выброшено штормом на мель у набережной города Невельск. В результате разлива топлива (точный объем не подсчитан, но речь идет приблизительно о 300–400 тоннах) была загрязнена обширная акватория и более 20 км побережья, погибли сотни морских птиц. Ликвидация нефтеразлива потребовала более полугода, а остатки разрушенного танкера не убраны до сих пор. Общий подтвержденный различными судами ущерб окружающей среде, муниципалитету и третьим лицам составил около 524 млн рублей.

### **Прецеденты реальных нефтеразливов на море и их последствия, даже в менее сложных природно-климатических условиях, чем Арктика, убедительно доказывают правоту экологов**

Как отмечалось в докладе, подготовленном WWF и «Экологической вахтой Сахалина» по результатам расследования этого инцидента, единственным виновным в аварии, приведшей к экологической катастрофе, был признан капитан танкера, понесший наказание в виде штрафа в размере 120 тыс. рублей. Однако авторы доклада пришли к выводу, что причинами аварии и загрязнения стали не только действия капитана судна, но и нарушения со стороны целого ряда должностных лиц администраций морских портов Ванино и Невельска, а также судовладельца и фрахтователя судна, не имевших лицензий на перевозку опасных грузов.

Катастрофе также способствовало ненадлежащее исполнение своих обязанностей органами Ространснадзора. Общественное расследование показало, что не менее 20 % всех танкеров, работающих в настоящее время на Дальнем Востоке России, не имеют двойного корпуса, что не соответствует современным международным требованиям. Риск повторения подобных инцидентов усугубляется отсутствием законодательных требований обеспечения финансовой ответственности за ущерб от загрязнения окружающей среды при нефтеразливе для танкеров, перевозящих менее 2 тыс. тонн нефтепродуктов (каким и была «Надежда»).

Анализ уроков аварии «Надежды» также вскрыл существенные недостатки и пробелы в системе ликвидации нефтеразливов, особенно в части реагирования на море. Так, попытки локализовать распространение пятна нефтепродуктов по морской акватории и очистить водную поверхность от загрязнения были разрозненными и неэффективными, что связано с отсутствием в распоряжении спасателей плавсредств и необходимых боновых заграждений. Соответствующими ведомствами не были организованы мониторинг распространения загрязнения, оценка состояния морской среды и оповещение об этом населения. Природоохранными

государственными органами не предпринимались шаги по спасению пострадавших и учету погибших морских птиц, ибо до сих пор не удается включить эту задачу в их мандат – всю работу в этой части делали волонтеры и нефтегазовые компании.

Но самое главное, отсутствовали обязательные планы предупреждения и ликвидации разливов нефти. Их по закону обязаны были иметь и немедленно задействовать фрахтователь судна, получатель груза, администрации портов и местные органы власти. С этим и были связаны большинство выявленных недостатков и проблем с ликвидацией нефтеразлива.

Важно отметить, что ликвидация нефтеразлива проводилась в относительно благоприятных условиях, буквально в нескольких сотнях метров от большого порта, при отсутствии льда на водной поверхности. Тем не менее эффективность работ по предотвращению загрязнения береговой полосы и гибели животных оказалась крайне низкой. Чего же следует ожидать, если аналогичная авария случится на просторах Арктики, во льдах и притом что до ближайшего порта сотни километров?

### **ОПАСНОСТЬ ИЗ-ЗА РУБЕЖА**

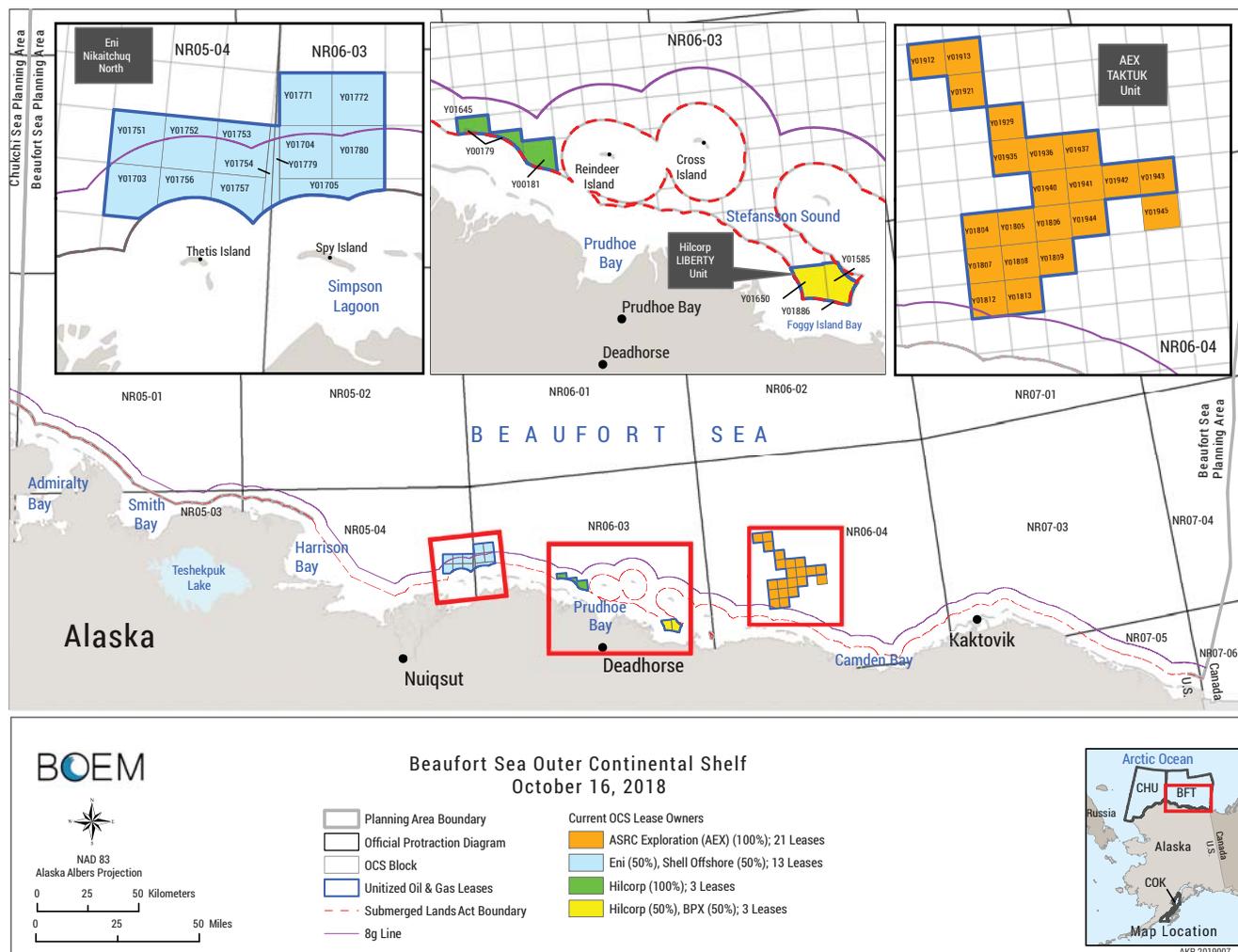
Отвечая на вопрос о потенциальных источниках аварийных разливов нефти в Арктике, многие респонденты в первую очередь приведут пример платформы «Приразломная». Ибо мы все помним, что именно этот «арктический первенец» нашей нефтянки стал предметом радикальной акции экологов из «Гринпис» из-за угроз аварийных нефтеразливов. Однако авангардный арктический проект «Газпром нефти» зарекомендовал себя пока безупречно.

В последнее время для отечественных арктических акваторий появляются совсем иные угрозы и источники потенциальных аварийных нефтеразливов, причем как в западном, так и восточном секторах российской Арктики. И пока эти угрозы останутся по ряду

### **СТАРЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ НОВЫХ УГРОЗ**

Трансграничные воздействия являются предметом международных отношений и соглашений. Так, еще в далеком 1991 году была принята Конвенция об оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС) в трансграничном контексте, так называемая Конвенция Эспо. Тогда же, в 1991 году, Россия подписала эту конвенцию, но до сих пор она так и не ратифицирована нашей страной. Все новые трансграничные угрозы, которые возникают теперь и в Арктике, становятся еще одним сильным аргументом в пользу ратификации нами Конвенции Эспо. 9–10 апреля 2019 года в Санкт-Петербурге в очередной раз пройдет международный форум «Арктика – территория диалога» с участием президента России. Нужно воспользоваться высоким уровнем этого мероприятия и предложить включить в повестку вопрос о ратификации упомянутой конвенции.

ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ В МОРЕ БОФОРТА



Источник: BOEM

причин без должного внимания. И мы хотим восполнить этот пробел.

Осваивать месторождения углеводородов пытается ряд арктических стран. В том числе и наши соседи – Норвегия и США. Так, после окончательного разграничения Баренцева моря, начиная с 2012 года в Норвегии начался активный процесс выдачи лицензий на разработку шельфа в его норвежском секторе.

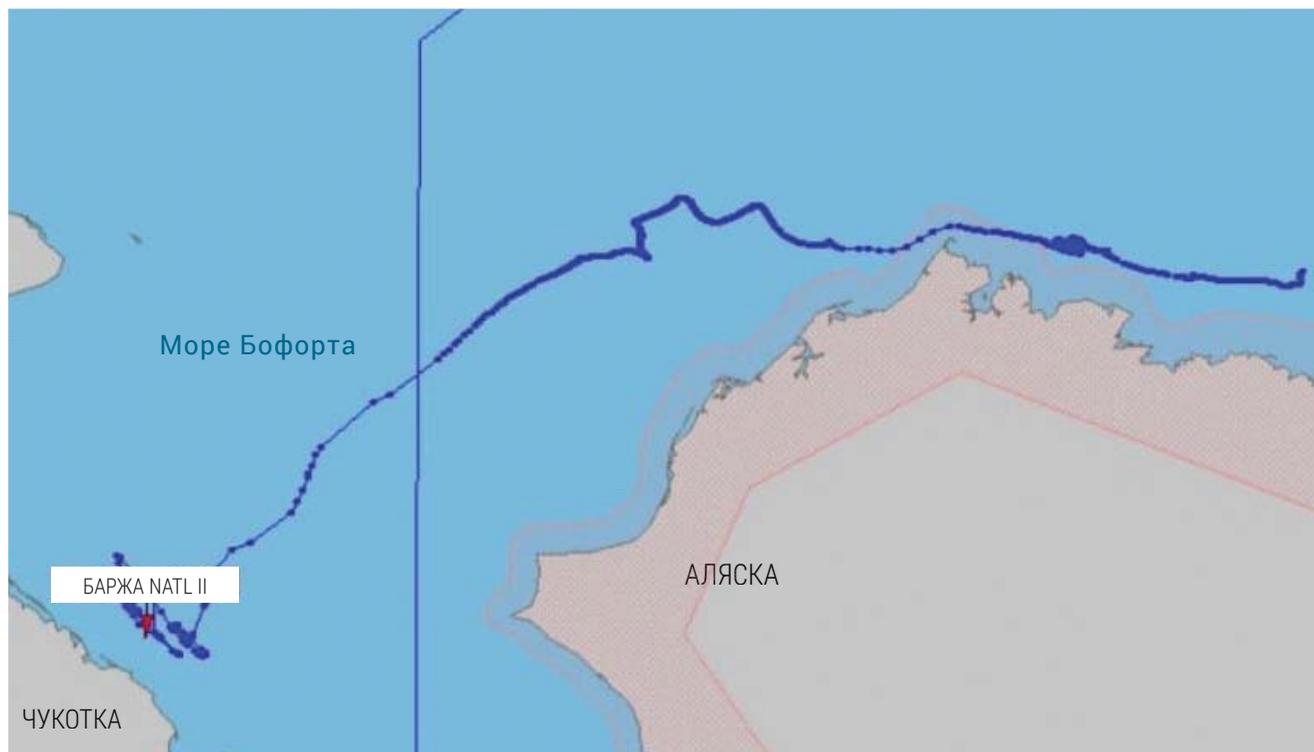
Всемирный фонд дикой природы (WWF) обратил внимание властей страны на угрозы трансграничных загрязнений в случае аварийных разливов нефти в российском секторе Баренцева моря. Этот район крайне важен для воспроизводства рыбных запасов и рыболовства. В январе 2013 года WWF России в своем письме в МИД РФ призвал власти обратиться к норвежской стороне с предложением провести оценку воздействия

на окружающую среду (ОВОС) для планируемого проекта в соответствии с принципами Конвенции ЕЭК ООН «Об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте» (Конвенция Эспо) (см. «Старый инструмент для новых угроз»).

Такая оценка должна осуществляться с привлечением всех заинтересованных сторон и затрагиваемых стран и призвана обеспечить доступ к имеющейся информации о планируемой деятельности и ее возможном трансграничном воздействии на окружающую среду. Но запрос Фонда остался без ответа.

А через пять лет, уже летом 2018 года, Бюро по управлению энергетикой океана США объявило о подготовке программы продажи лицензий на разработку нефтегазовых месторождений в море Бофорта (см. «Лицензионные участки в море Бофорта»).

## ДРЕЙФ КАНАДСКОЙ БАРЖИ NATL II



Источник: WWF

WWF вновь обращает внимание, что данные проекты могут оказать негативное воздействие на окружающую среду не только в районе Аляски, но также и в восточном секторе российской Арктики. В случае аварийного разлива нефти есть вероятность дрейфа пятна в течение длительного времени в западном направлении, что может привести к трансграничному загрязнению акваторий Чукотского моря и наиболее экологически ценных участков Берингова пролива.

Основанием для таких опасений экологов является, в том числе, пример дрейфа канадской баржи NATL II. В октябре 2014 года во время сильного шторма в море Бофорта 40-метровое самоходное судно сорвало с троса и унесло течением в открытое море. Из-за тяжелой ледовой обстановки и штормов лишь спустя девять месяцев, в июле 2015 года, судно удалось взять на буксир уже у берегов Чукотки (см. «Дрейф канадской баржи NATL II»).

В связи с экстремальными погодными условиями береговые охраны Канады и США не смогли взять судно на буксир, что уж говорить о разворачивании оборудования по ликвидации разливов нефти.

В конце 2018 года в очередном обращении к МИД Всемирный Фонд дикой природы (WWF) просил выступить с предложением к американской стороне о проведении трансграничной оценки воздействия планируемой программы на окружающую среду в соответствии с принци-

пами Конвенции Эспо. Проведение трансграничной ОВОС позволит минимизировать экологические риски в восточном секторе российской Арктики, вызванные разработкой нефтегазовых месторождений Аляски.

**В последнее время для отечественных арктических акваторий появляются новые угрозы и источники потенциальных аварийных нефтеразливов, причем как в западном, так и в восточном секторе российской Арктики**

Необходимо также учитывать, что и сама Россия все активнее осваивает свои запасы нефти и газа в Арктике. И для их экспорта на рынки Европы и Азии все больше используется Северный морской путь. При транспортировке сырья на азиатские рынки танкеры проходят через Берингов пролив, представляющий собой глобально значимую экосистему.

При движении через такие узкие проливы, как Берингов, судно имеет высокую вероятность столкновения или посад-



ки на мель. В арктическом регионе (включая Берингов пролив и прилегающие воды) особенности арктического климата повышают этот риск. Аварийные разливы нефтепродуктов в Арктике в таком месте, как Берингов пролив, будут иметь катастрофические последствия для окружающей среды.

### **Проведение трансграничной ОВОС позволит минимизировать экологические риски в восточном секторе российской Арктики, вызванные разработкой нефтегазовых месторождений Аляски**

Кроме того, арктические регионы – как в США, так и в России – имеют недостаточную инфраструктуру для быстрого реагирования на аварийные ситуации, а зона Берингова пролива ее вовсе не имеет. В случае аварии загрязнения, вероятно, будут трансграничными.

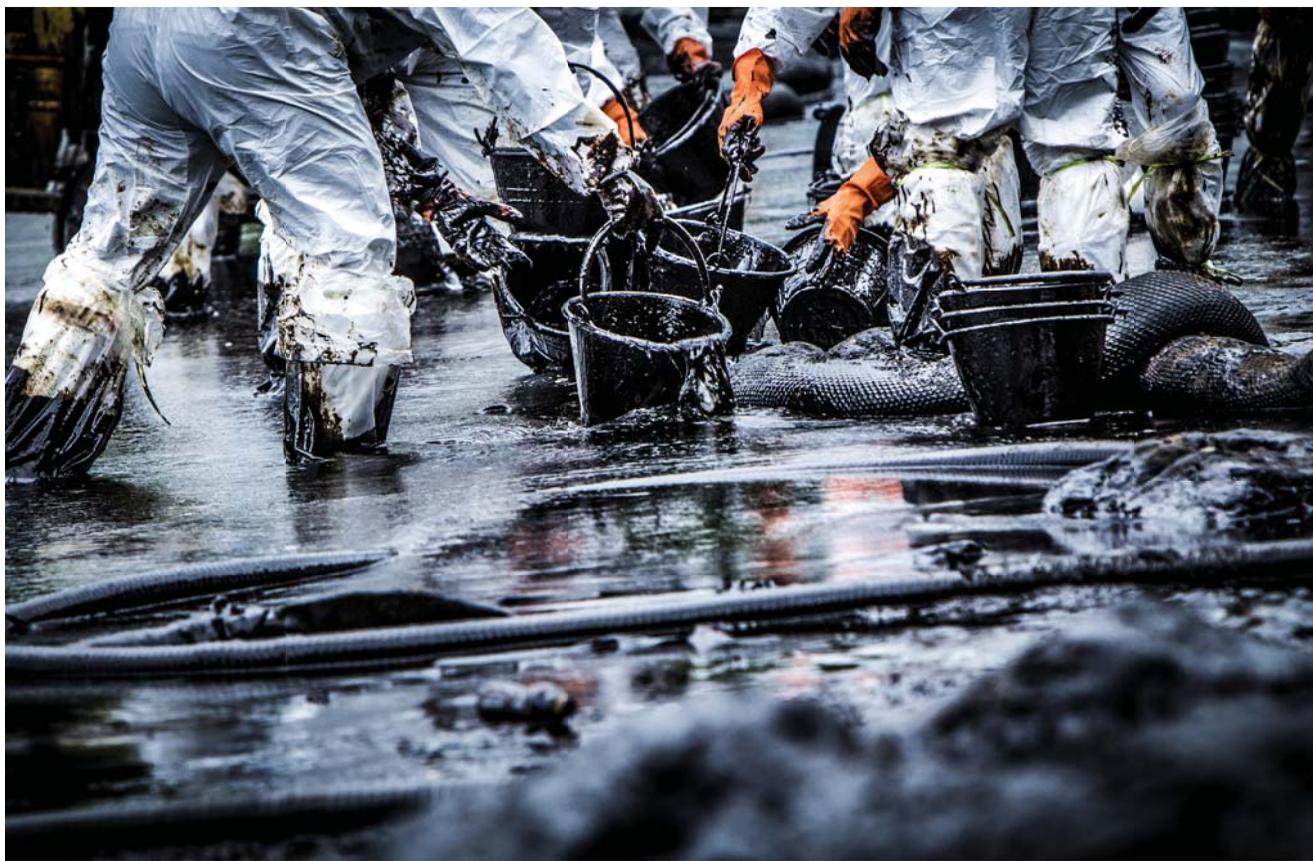
К сожалению, в последнее время в силу геополитических трендов двустороннее сотрудничество между США

и Россией по вопросам предотвращения чрезвычайных ситуаций и реагирования на них ухудшилось. По мере развития судоходства необходимо возобновить конструктивный диалог между двумя странами и разработать совместные механизмы управления и минимизации потенциальных рисков, а также реагирования на ЧС в зоне Берингова пролива.

### **ТРАНСГРАНИЧНЫЙ СЕРВИС**

Должный уровень учета экологических рисков через процедуры трансграничной ОВОС является необходимым, но не достаточным условием. Важно обеспечить и эффективные меры реагирования на такие риски, в том числе на аварийные разливы нефти. И в этом направлении также есть трансграничные инструменты.

Одним из возможных инструментов, которые могут быть использованы двумя странами, является система управления реагированием на загрязнение окружающей среды (Environmental Response Management Application, ERMA). Это онлайн-сервис, разработанный Национальным управлением океанических и атмосферных исследований (NOAA) совместно с университетом Нью-Гэмпшира и использующийся федеральными службами



США для борьбы с экологическими катастрофами путем предоставления в штаб по ЧС общей картины, которая включает как прогноз траектории движения нефтяного пятна, так и актуальную информацию по различным компонентам экосистемы в зоне аварии.

### **WWF России поддерживает идею использования ERMA обеими странами в случае аварии в районе Берингова пролива, Чукотского и Берингова морей**

NOAA уже адаптировало сервис ERMA для Арктики. В нем собраны абиотические и биотические данные, необходимые для эффективного реагирования на чрезвычайные ситуации в Арктике, в том числе информация о ледовых условиях, местах расположения портов и иной инфраструктуры, об экологически уязвимых территориях, ключевых местах обитания морских животных и т.д. ERMA интегрирует данные (некоторые – в реальном времени, как, например, информация о погоде и движении льдов) в единую интерактивную карту, обеспечивая быструю визуализацию аварийной

ситуации и текущую природную обстановку. Таким образом, повышается эффективность действий сил реагирования и улучшаются взаимодействие и координация между сторонами, вовлеченными в ликвидацию чрезвычайной ситуации.

WWF России поддерживает идею использования ERMA обеими странами в случае аварии в районе Берингова пролива, Чукотского и Беринговых морей. Этот инструмент показал свою эффективность во время масштабной аварии на нефтяной платформе Deerwater Horizon в США в Мексиканском заливе, после чего Арктический совет рекомендовал его к более широкому использованию в Арктике.

6–7 ноября 2018 года в Южно-Сахалинске прошел российско-американский семинар по вопросам снижения угроз загрязнения морской среды и системам реагирования на аварийные разливы нефти в трансграничном контексте. WWF России вместе с Морской спасательной службой России, Береговой охраной США, правительством штата Аляска, Национальным управлением океанических и атмосферных исследований США выступил со-организатором данного мероприятия. На семинаре была продемонстрирована реальная возможность применения инструмента ERMA в рамках Российско-американского соглашения по предотвращению и реагированию на разливы нефти. 📄



# Бурить на арктическом шельфе или ждать?

АНДРЕЙ ЧЕРНЫХ  
ОЛЕГ СУПРУНЕНКО  
МАРИНА РУДЕНКО  
(ФГБУ «ВНИИОкеангеология», Санкт-Петербург)

В последнее время даже у профессионалов сложилось недопонимание в отношении планов Российской Федерации по освоению углеводородной базы арктического шельфа. С одной стороны, согласно стратегическим документам, он рассматривается как безусловный резерв для обеспечения энергетической безопасности страны, поддержания достигнутых уровней добычи нефти (главным образом) и газа в будущем. С другой стороны, в ближайшей перспективе не планируется выполнение ни параметрического, ни поискового бурения на его огромных неизученных, но предположительно высокоперспективных в отношении углеводородов площадях.

## ПРОТИВОРЕЧИВЫЕ ПРОГНОЗЫ

В актуализированной на 31 марта 2017 года (Постановление Правительства РФ № 384) государственной программе «Воспроизводство и использование природных ресурсов» на период до 2020 года включительно

запланирован ежегодный «прирост добычи из месторождений на континентальном шельфе РФ с достижением к 2030 году максимального годового уровня добычи нефти и конденсата не менее 65 млн тонн и природного газа 230 млрд м<sup>3</sup>». При этом отмечается, что «уровень добычи сырья будет зависеть от развития внешних и вну-

тренных рынков и должен определяться его балансом на долгосрочную перспективу».

В приложении № 1 к Стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства от 22 декабря 2018 года № 2914-р, прогнозируется рост добычи нефти с 546,5 млн тонн в 2017 году до 562 млн в 2020–2021 годах с последующим снижением до 557 млн тонн в 2024 году.

## Для восполнения неизбежного падения производства нефти на территории страны после 2020 года в ближайшие 10–15 лет необходимо создание нового нефтедобывающего центра на арктическом шельфе

Уместно вспомнить, что еще в 2015 году несколько более умеренный прогноз предлагался в разработанном Минэнерго проекте Энергетической стратегии России до 2035 года. В документе отмечалось, что при поддержке ежегодной добычи нефти в стране на уровне 525 млн тонн ее производство на шельфе должно возрасти с 17 млн тонн в 2015 году до 50 млн тонн в 2035-м, в том числе на арктическом шельфе с 1 до 33 млн тонн. Широкого обсуждения данный проект не вызвал, но, очевидно, в Минэнерго работа над ним продолжалась. И в ноябре 2018 года заместитель министра энергетики П. Ю. Сорокин представил весьма скромные сценарии добычи нефти на арктическом шельфе России до 2035 года: 9–11 млн тонн в год в период 2030–2035 годов (см. «Прогноз добычи

нефти до 2035 г. в арктической зоне России в базовом и оптимистическом сценариях»).

Несмотря на кардинальные различия Стратегии развития минерально-сырьевой базы и прогнозов Минэнерго России 2015-го и 2018 годов, очевидно, что для восполнения неизбежного падения производства нефти на территории страны после 2020 года в ближайшие 10–15 лет необходимо создание нового нефтедобывающего центра на арктическом шельфе.

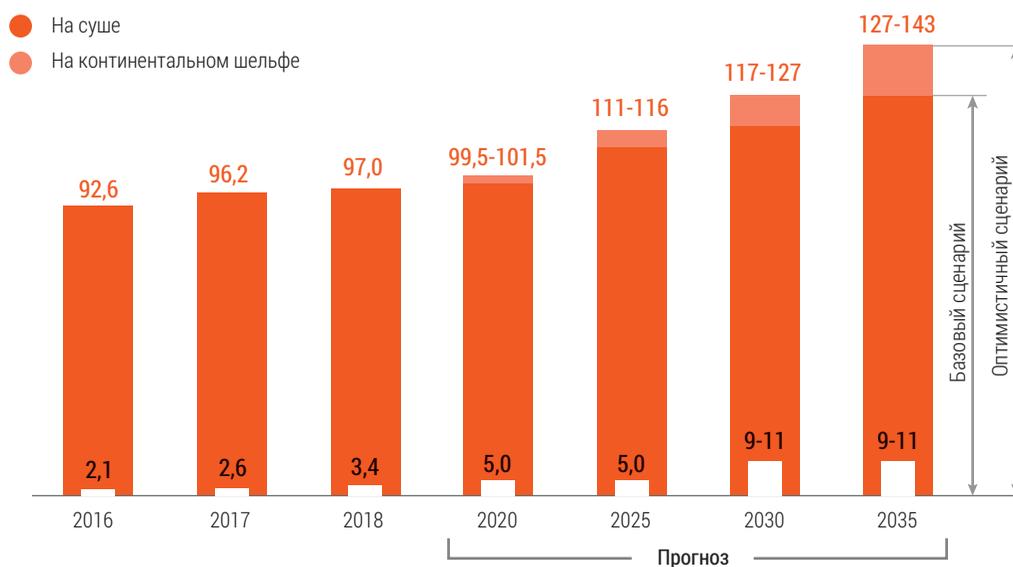
## В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ И МОНОПОЛИЗАЦИИ

Насколько арктический шельф России готов к решению столь сложной задачи? В самом общем виде ответ на этот вопрос дает анализ текущего состояния его геолого-геофизической изученности (см. «Геолого-геофизическая изученность шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2018»).

Результаты такого анализа однозначно свидетельствуют о том, что в отсутствие параметрического бурения, которое в постсоветский период фактически не выполнялось на большей части арктического шельфа (восточно-арктические моря и обширные северные области Баренцева и Карского морей), не может считаться завершенным даже региональный этап геологоразведочных работ.

Между тем все эти акватории, по крайней мере, их наиболее перспективные участки, уже охвачены лицензированием, что по действующему законодательству исключает какие-либо геологоразведочные работы организациями Минприроды. Последнее и не стремится к проведению ГРП на шельфе и тем более к руководству всем процессом изучения его минерально-сырьевых (прежде всего, нефтегазовых) ресурсов. Оно ограничивает свою роль контролем выполнения лицензионных обязательств. При этом Минприроды, ссылаясь

ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДО 2035 г. В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ В БАЗОВОМ И ОПТИМИСТИЧЕСКОМ СЦЕНАРИЯХ, млн т



Источник: Минэнерго

на санкции, соглашается на сокращение объемов работ и переносы начала поискового бурения на ряде лицензионных участков на годы вперед, вплоть до 2027–2029 годов.

По-иному оно и не может действовать в условиях фактического монополизма на шельфе «Роснефти» и «Газпрома». Так, из 132 лицензий на российском шельфе, включая транзитные, на 1 января 2018 года 54 и 41 принадлежали, соответственно, «Роснефти» и «Газпрому» (включая дочерние и зависимые общества). Сами же монополисты после введения санкций и при отсутствии в ряде случаев необходимого бурового оборудования не торопятся форсировать геологоразведочные работы.

Тем не менее для выполнения к 2035 году даже базового сценария нефтедобычи Минэнерго (9 млн тонн в год) в ближайшие годы на арктическом шельфе должен быть завершен региональный этап геологоразведочных работ. По его итогам необходимо наметить преимущественно представляющие главный интерес нефтеносные районы, в которых требуется начать работы поисково-оценочного этапа.

Так что же в результате следует делать нашему государству? Полностью положиться в вопросах установления углеводородных перспектив арктического шельфа на действия недропользователей и вместе с ними ждать благоприятной конъюнктуры? Ждать снятия санкций, возвращения западных партнеров с отсутствующим у нас буровым оборудова-

нием и т.д.? То есть, по сути, заморозить региональные ГРП и власть в полную научно-техническую стагнацию?

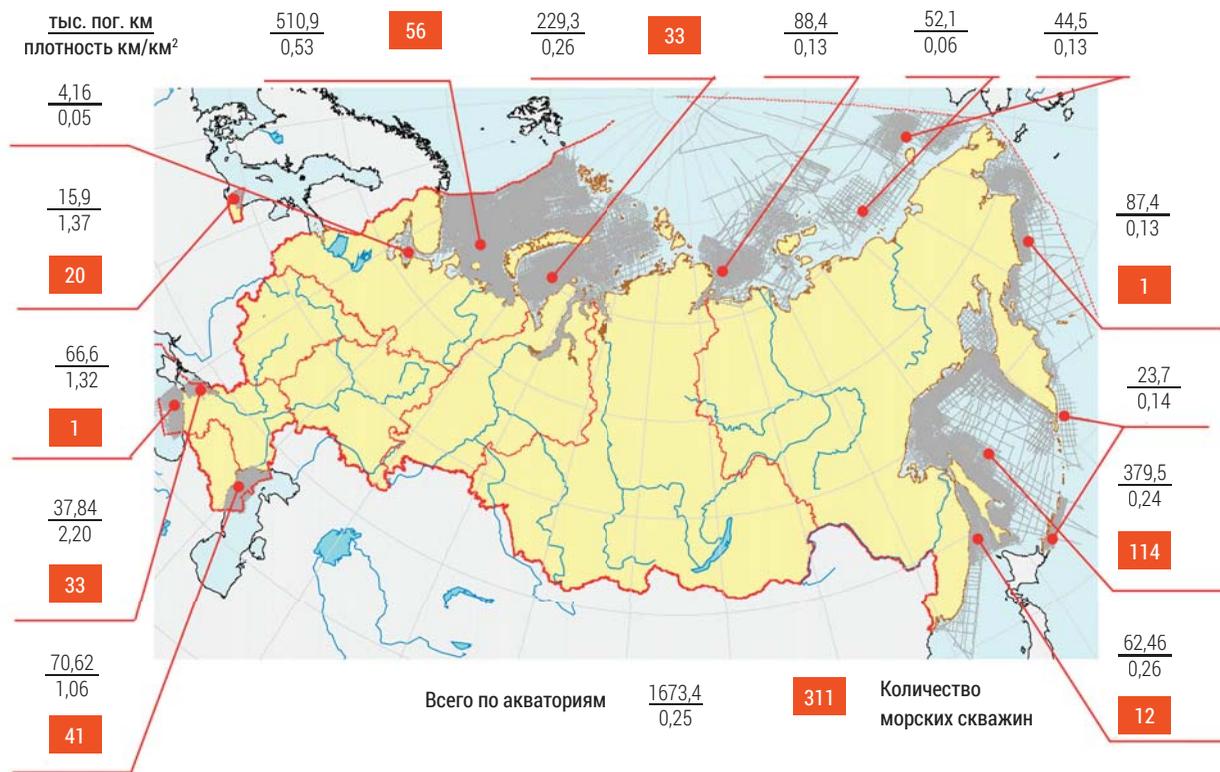
На наш взгляд, решительный ответ – нет! Такого допустить никак нельзя, и мы уверены, что с этим согласится большинство профессионалов.

## ПОРА БУРИТЬ

Рассмотрим состояние сейсмической и буровой изученности арктического шельфа РФ. Как известно, лучше всего изучены Баренцево и южная часть Карского моря – здесь были открыты крупные и гигантские месторождения углеводородов, ведется разработка месторождения Приразломное. На всей остальной площади, как уже было сказано выше, не было выполнено бурение – ни параметрическое, ни поисковое (не считая Центрально-Ольгинской скважины в Хатангском заливе). При этом на большей части данных акваторий (северная часть Баренцева и Карского морей, моря Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское) формально(!) плотность сети сейсморазведки приближается к соответствующей региональному этапу изучения (около 0,13–0,20 пог. км/км<sup>2</sup>).

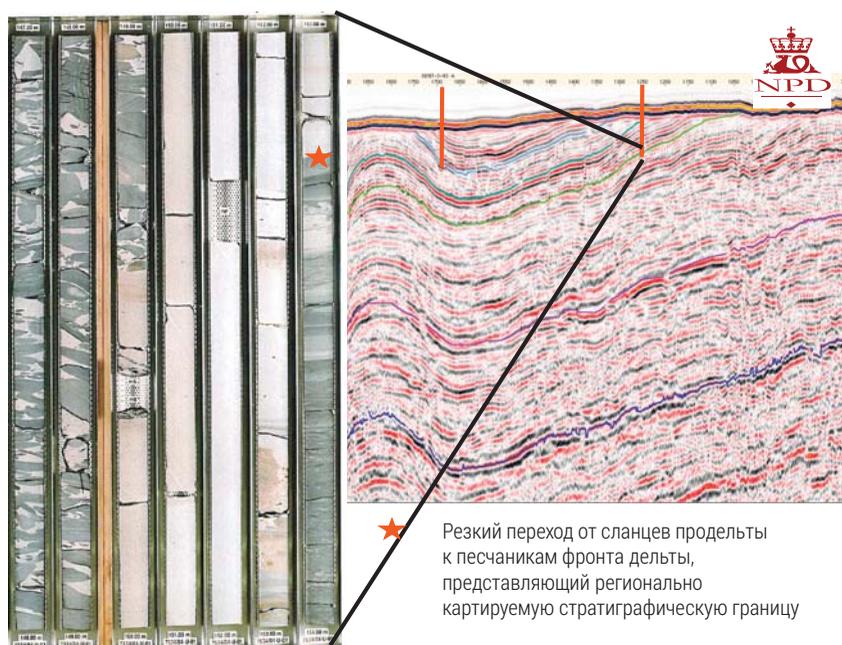
В результате на данный момент практически исчерпан лимит незалицензированных площадей арктического шельфа, перспективных для регионального изучения

### ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ШЕЛЬФА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2018



Источник: ФГБУ «ВНИИОкеангеология»

## ПРИМЕР БУРЕНИЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЙ КАРТИРОВАТЬ ЧЕТКУЮ СТРАТИГРАФИЧЕСКУЮ ГРАНИЦУ



★ Резкий переход от сланцев продельты к песчаникам фронта дельты, представляющий регионально картируемую стратиграфическую границу

Источник: Resource report. Norwegian Petroleum Directorate, 2016

на нефть и газ организациями Минприроды. Дальнейшее наращивание плотности сети сейсморазведки МОВ ОГТ 2D (в районах, где указанный порог уже достигнут) в отсутствие буровой информации, действительно, является нецелесообразным. По-видимому, на основе данных фактов Минприроды планирует полное прекращение ГРП на углеводородное сырье на арктическом (в том числе) шельфе за счет средств федерального бюджета.

**В отсутствие параметрического бурения, которое в постсоветский период фактически не выполнялось, на большей части арктического шельфа не может считаться завершенным даже региональный этап геологоразведочных работ**

Реализация такой «стратегии» приведет не только к стагнации отечественной научной геологической мысли в отношении арктического шельфа, но и к потере последних морских производственных геологоразведочных организаций, собранных под крылом АО «Росгеология».

## НОРВЕЖСКИЙ ОПЫТ

Выходом из сложившейся сложной ситуации должно стать выполнение малоглубинного параметрического

(будем называть его далее, по аналогии с зарубежной литературой, стратиграфическим) бурения на арктическом шельфе. Данный вид бурения осуществляется нашим соседом по шельфу – Норвегией, в лице Норвежского нефтяного директората (ННД) – государственного специализированного управления и распорядительного органа.

Коллеги из ННД с конца 1980-х годов последовательно реализуют малоглубинное стратиграфическое бурение на акватории Баренцева моря для решения фундаментальных задач нефтяной геологии. Глубины пробуриваемых ими скважин составляют первые сотни метров. Однако это позволяет в благоприятных геологических условиях изучить весь стратиграфический разрез конкретного участка акватории. По мнению норвежских коллег, «неглубокое бурение сегодня является наиболее доступным методом для получения стратиграфической информации о глубокозалегающих отложениях в областях Баренцева моря, закрытых для коммерческого (в нашем случае – глубокого) бурения».

Так, в 2015 году ими был выполнен 45-дневный рейс в северную часть моря (район о. Белый), в ходе которого при глубинах моря 230–260 метров были успешно пробурены семь скважин от 52 до 200 метров глубиной. Общий выход керна составил 1048 метров (см. «Пример бурения стратиграфической скважины...»).

## ИДЕАЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Анализ возможностей реализации подобных жизненно необходимых проектов привел нас к выводу, что для их осуществления может быть с успехом использовано принадлежащее ОАО «Арктическая морская

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НИС «БАВЕНИТ»

Спецификация	Характеристики
Длина, м	86,17
Ширина, м	16,80
Высота борта, м	8,43
Осадка, м	5,6
Водоизмещение, т	5 395
Скорость, уз	10,0
Суммарная мощность ДВС, кВт	5 680
Автономность, сут.	50
Класс Российского морского регистра судоходства	КМ (*) Л1 [1] А2 ДИНПОЗ-2

Источник: АМИГЭ

инженерно-геологическая экспедиция (АМИГЭ)» (входит в АО «Росгеология») научно-исследовательское судно (НИС) «Бавенит». Это судно ледового класса ARC-4 проекта П-2790, имеющее классификацию DYNPOS-2 и неограниченный район работ. В настоящее время НИС «Бавенит» является одним из самых оснащенных инженерно-геологических судов в России (см. «Основные технические эксплуатационные характеристики НИС «Бавенит»).

Оно способно выполнять бурение (с использованием комбинированной колонны из стальных и алюминиевых труб) инженерно-геологических/параметрических скважин на глубину до 400 метров при глубинах воды до 1200 метров, а также пилотных скважин – на глубину до 500 метров при глубинах воды до 1500 метров.

Для проведения буровых работ в средней части судна предусмотрены вертикальная шахта размером 4,5×4,5 метров и буровая вышка рабочей грузоподъемностью 60 тонн и высотой 26 метров от главной палубы судна. Имеется также система динамического позиционирования KONGSBERG SDP-21, позволяющая удерживать судно на точке бурения при скорости ветра до 23 м/сек. Для проведения продолжительных буровых работ в сложных условиях арктических морей буровой комплекс оборудован компенсатором вертикальных перемещений, что позволяет судну продолжать работы при волнении до 5 метров.

С декабря 2017 года по январь 2019-го проведен капитальный ремонт судна на верфи Tallinn Shipyard с заменой и модернизацией основных узлов и агрегатов. В результате НИС «Бавенит» было укомплектовано новым буровым и геотехническим оборудованием, позволяющим бурить инженерно-геологические скважины и выполнять статическое зондирование (PCPT) как донной заборной установкой с усилием до 20 тонн, так и внутрискважинным оборудованием в любом интервале бурения. Оборудование дает возможность отбирать ненарушенные образцы проб как в текучих, так и в полускальных грунтах всеми имеющимися в настоящий момент технологиями: задавливаемой, ударной, вибрационной и вращательной колонковой.

Первая скважина с НИС «Бавенит» была пробурена 14–15 сентября 1986 года в Баренцевом море при глубине воды 145 метров. В период с 1986-го по 1995 годы судно выполняло инженерно-геологическое бурение и статическое зондирование в Баренцевом и Карском морях на площадях нефтегазоперспективных структур – Мурманской, Северо-Кильдинской, Штокмановской, Ферсмановской, Русской, Лунинской и многих других. Кроме этого, с его борта были выполнены геотехнические работы вдоль трасс проектируемых трубопроводов Штокмановское ГКМ – Опасова и Штокмановское ГКМ – п-ов Канин Нос, а также бурение и статическое зондирование донных грунтов (cone penetration test – CPT) вдоль трассы трубопровода Ямал – Центр на участке перехода через Байдарскую губу.

С 1995 года НИС «Бавенит» приступило к выполнению зарубежных контрактов в сотрудничестве с компанией Fugro. Работы выполнялись на шельфах Северного, Черного и Средиземного морей, в Японском море, на шельфах Индии, Египта, Монако, в Персидском заливе. Но большая часть исследований была осуществлена на шельфе Западной Африки. Несколько объектов было изучено на шельфе Австралии и Южной Америки. Заказчиками работ были такие компании, как Chevron, Total, Shell, BP, ExxonMobil, Tennet, Stockman Development A. G, Eni Angola S. p. A, Perenco Cameroon Ltd, Shell Nigeria Exploration, Afren Investment Oil & Gas, Maersk Oil Angola SA и другие.

Из наиболее сложных проектов можно выделить следующие:

- ◆ 2006 год – на шельфе Малайзии бурение восьми скважин глубиной по грунту 280–320 метров при глубине моря 900–1200 метров;
- ◆ 2007 год – на шельфе Китая пробурена скважина SH-1 глубиной 265 метров при глубине воды 1264 метра;
- ◆ 2012 год – на шельфе Анголы пробурена скважина Mo-MS-BH14S глубиной 79 метров при глубине воды 1713 метров.

Таким образом, НИС «Бавенит» располагает богатым опытом выполнения неглубокого бурения с отбором

керна в диапазоне глубин моря от нескольких десятков до 1713 метров. Применительно к обсуждаемым нами проблемам теперь главное – поставить во главу угла не инженерно-геологические, а стратиграфические задачи. Площади будущих работ – это вышеупомянутые неизученные области всех арктических морей, от северной части Баренцева до Чукотского. Всюду здесь существуют участки, на которых можно решать ключевые стратиграфические задачи с применением малоглубинного, до 500 метров, бурения.

## Оценки стоимости стратиграфического бурения эквивалентны стоимости региональных комплексных геологоразведочных работ на нефть и газ, выполняемых до настоящего момента на средства федерального бюджета

Начать работы можно с относительно мелководного (первые десятки метров на большей части акватории) моря Лаптевых, в его восточной части, где породы осадочного чехла с угловым несогласием максимально близко приближаются к морскому дну. В дальнейшем эти работы могут быть перемещены в северные области Баренцева и Карского морей, в районы островов и структурных поднятий фундамента в морях Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском, где не проводилось глубокое бурение.

Важно, что выполнение стратиграфического бурения будет предваряться соответствующими подготовительными геофизическими исследованиями для выбора точки заложения скважин. Кроме того, на основе результатов изучения отобранного керна, решения стратиграфических задач смогут быть запланированы дальнейшие геологоразведочные работы регионального характера. В том числе связанные с пересмотром накопленных за десятилетия данных МОВ ОГТ 2D, их разбраковкой и определением сетей профилей для выполнения новых сейсморазведочных работ, привязанных к пробуренным стратиграфическим скважинам.

## КАКОВА ЦЕНА?

Важнейший вопрос, какова может быть стоимость подобных работ на арктических акваториях. На шельфе Норвегии, по сообщениям коллег из ННД, в 2015 году она составила около 43 млн норвежских крон (330 млн рублей), при стоимости аренды бурового судна около 1 млн крон/сут. (7,8 млн руб./сут.). При планировании стратиграфического бурения на участке одного из недропользователей на севере Карского моря и в Чукотском море в 2017 году работы протяженностью около 2,5 месяцев оценивались порядка 860 млн рублей (данные сайта [zakurki.gov.ru](http://zakurki.gov.ru)). За это время предполагалось пробурить

несколько скважин с общим выходом керна около 1000 метров. В 2018 году планировалось бурение на поднятии Менделеева при глубине моря около 1500 метров и скважины – около 500 метров. Стоимость этих уникальных по сложности работ, с привлечением вспомогательного судна-ледокола, была оценена примерно 660 млн рублей. Таким образом, цена подобных проектов на арктическом шельфе, выполняемых с использованием имеющихся отечественных технических средств, должна укладываться в суммы из расчета около 350 млн руб./мес.

При этом выбор оптимальной конструкции скважины должен обеспечить наилучшие условия бурения, эффективные скорость и технологию проводки и предупредить возможные осложнения. Конструкция скважин должна отвечать требованиям охраны окружающей среды, исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении, но и после ликвидации скважины.

Но, несмотря на важность технико-экономических и экологических факторов, влияющих на выбор конструкции скважины, определяющими все же являются геологические: литология, тектоника, стратиграфия, мощность пластов пород с различными физико-механическими характеристиками.

При благоприятных условиях бурения – небольших глубинах проходки и отсутствии зон газо-, нефте- и водопроявлений – оно может выполняться без монтажа противовыбросового оборудования и без обсадки сплошными колоннами основной части ствола скважины (что и было выполнено или предполагалось в вышеприведенных практических примерах). При наличии интервалов осложнений разреза возможно перекрытие их специальными промежуточными колоннами, не имеющими связи с направлением (летучками).

Вышеприведенные оценки стоимости стратиграфического бурения эквивалентны стоимости региональных комплексных геологоразведочных работ на нефть и газ, выполняемых до настоящего момента на средства федерального бюджета. Таким образом, с учетом всех упомянутых фактов и аргументов, мы полагаем, что осуществление стратиграфического бурения на средства госбюджета должно быть следующим стратегическим шагом РФ в лице Минприроды. В нынешних реалиях только оно позволит изучать геологическое строение арктического шельфа, выполнить ревизию накопленных геолого-геофизических данных, выстроить дальнейшую стратегию региональных исследований и в конечном итоге получить истинное представление об углеводородном потенциале шельфа. Все средства и возможности, необходимые для реализации данных планов, как было показано выше, есть здесь и сейчас.

Выполнение программы стратиграфического бурения целесообразно возложить на АО «Росгеология» – владельца НИС «Бавенит». Успешное решение этой непростой задачи позволит компании укрепить свой авторитет в геологическом сообществе и помочь государству в изучении и освоении нефтегазовых ресурсов арктического шельфа Российской Федерации. ❗



# Как покорить Арктику

Подготовлено медиа-группой «ПортНьюс»  
специально для «Нефтегазовой Вертикали»

Президентом России поставлена амбициозная задача: обеспечить ежегодный объем грузоперевозок по Северному морскому пути в 80 млн тонн к 2024 году. Чтобы выполнить эту задачу, необходимо ввести в эксплуатацию порядка 75 судов, построить пять атомных ледоколов и ледокол-лидер. Основной грузопоток должен быть обеспечен сжиженным природным газом, нефтью и углем. Развитию транспортной инфраструктуры Арктики также должны способствовать проекты по расширению железнодорожной и портовой арктической инфраструктуры.

Согласно планам компаний-недропользователей, к 2024 году основная грузовая база Северного морского пути (СМП) будет формироваться за счет:

- ◆ проектов производства СПГ («Ямал СПГ» и «Арктик СПГ2») – более 40 млн тонн;
- ◆ добычи конденсата и нефти – 14,2 млн тонн (нефть Новопортовского месторождения – 7,5 млн тонн, Пайяхского месторождения – 5 млн тонн и 1,7 млн тонн конденсата с СПГ-проектов);
- ◆ грузопотока твердых полезных ископаемых, связанных с освоением Норильского промышленного района, а также добычей угля в Таймырском угольном бассейне (порядка 20 млн тонн в год).

Кроме того, более 5 млн тонн в год должно прийти на грузы обеспечения и транзит (см. «Приблизительная грузовая база перевозок по Севморпути к 2024 г.» и «Потенциальный грузооборот крупнейших арктических портов»).

## ПРОЕКТЫ НОВАТЭКА

Якорным грузоотправителем на Севморпути, который должен обеспечить половину его грузовой базы, является компания НОВАТЭК. Она в настоящее время реализует проект «Ямал СПГ» и готовится к осуществлению новых газовых проектов в регионе.

«Ямал СПГ» представляет собой проект строительства завода по производству сжиженного природного газа мощностью 16,5 млн тонн в год на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения. Акционерами «Ямал СПГ» являются НОВАТЭК (50,1%), Total (20%), CNPC (20%) и китайский Фонд Шелкового пути (9,9%). Проект разбит на три производственные линии мощностью 5,5 млн тонн СПГ в год каждая.

**Якорным грузоотправителем на Севморпути, который должен обеспечить половину его грузовой базы, является компания НОВАТЭК**

С 5 декабря 2017 года завод начал производство СПГ на первой технологической линии. Загрузка первого танкера состоялась 8 декабря того же года. Запуск второй очереди состоялся в начале августа 2018 года, третьей – в середине ноября прошлого года.

По итогам 2018 года объем реализации сжиженного газа НОВАТЭКа на международных рынках составил 6,04 млрд м<sup>3</sup>.

В настоящее время НОВАТЭК рассматривает возможности сооружения перевалочных пунктов СПГ в Мурман-

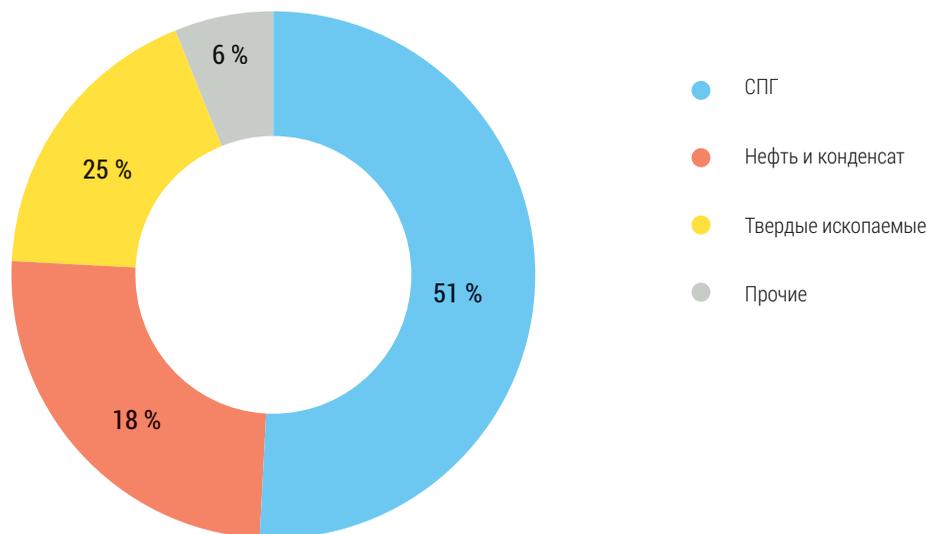
ской области и Камчатском крае для обеспечения его перегрузки с арктических танкеров на конвенциональные. Это значительно сократит издержки на перевозку и общее количество задействованных дорогостоящих газозовов ледового класса. Сейчас СПГ в западном направлении вывозится по временной схеме с перевалкой в Норвегии.

Плавучий терминал по перегрузке СПГ мощностью 20 млн тонн в год планируется разместить в бухте Ура (Мурманская область). Предполагается, что он будет иметь два танкера-накопителя СПГ, продажа газа будет возможна на условиях FOB. Намечается и создание береговой инфраструктуры, которую планируется разместить в бывшем военном городке. Также здесь будут предусмотрены причал для стоянки судов портофлота и объекты обеспечения безопасности мореплавания. Терминал собираться запустить к 2023 году.

Если говорить о проекте на Дальнем Востоке, то в 2017 году правительством Камчатского края и ПАО «НОВАТЭК» было подписано соглашение о сотрудничестве по созданию на полуострове плавучего морского терминала по перегрузке СПГ. Его планируется разместить в бухте Бечевинская, мощность терминала также составит 20 млн тонн сжиженного газа в год. В рамках проекта предполагается установить накопитель, закрепленный на 32 цепях с якорями, способный выдержать цунами (риск возникновения которых имеется в регионе). Кроме того, намечается проведение дноуглубительных работ на подходном канале.

Проект создания перевалочного комплекса СПГ в бухте Бечевинская предусматривает создание береговой инфраструктуры, которая будет включать в себя общежитие и автономные инженерные коммуникации. Первую очередь проекта планируется запустить в 2022 году, вторую – в 2023-м.

### ПРИБЛИЗИТЕЛЬНАЯ ГРУЗОВАЯ БАЗА ПЕРЕВОЗОК ПО СЕВМОРПУТИ К 2024 г.



Источник: «ПортНьюс»

Помимо «Ямал СПГ», НОВАТЭК имеет планы по реализации другого проекта – «Арктик СПГ-2». В его рамках на полуострове Гыдан, то есть на другом берегу Обской губы по отношению к проекту «Ямал СПГ», планируется создать терминал «Утренний». Как рассказал глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон в октябре 2018 года, строительство терминала разбито на два этапа. Первый предусматривает создание объектов для приема строительных грузов, второй – формирование инфраструктуры для прохождения большегрузных судов в акваторию порта. В рамках сооружения терминала будет создана причальная набережная общей протяженностью 3 км, что в два раза больше, чем в порту Сабетта. Также планируется строительство оградительных сооружений.

Терминал предполагается возвести к 2024 году. Его мощность составит 21,6 млн тонн в год, общий объем финансирования – 152,7 млрд рублей, из них 112,2 млрд будут направлены на создание объектов федеральной собственности.

Указанные проекты по созданию производств СПГ требуют инвестиций в реконструкцию подходного канала в Обской губе, на которую, по оценкам НОВАТЭКа, необходимо 8,3 млрд рублей.

## НЕФТЬ И НЕ ТОЛЬКО

В настоящее время компания «Газпром нефть» уже реализует проект по освоению Приразломного и Новопортовского месторождений. Отгрузка нефти ведется через терминал «Ворота Арктики», от которого сырье транспортируется до плавучего нефтехранилища в Кольском заливе. Сорта ARCO и Novy Port, которые «Газпром нефть»

добывает на указанных месторождениях, пользуются стабильным спросом на европейском рынке. К настоящему времени общий накопленный объем вывоза указанных сортов превысил 20 млн тонн.

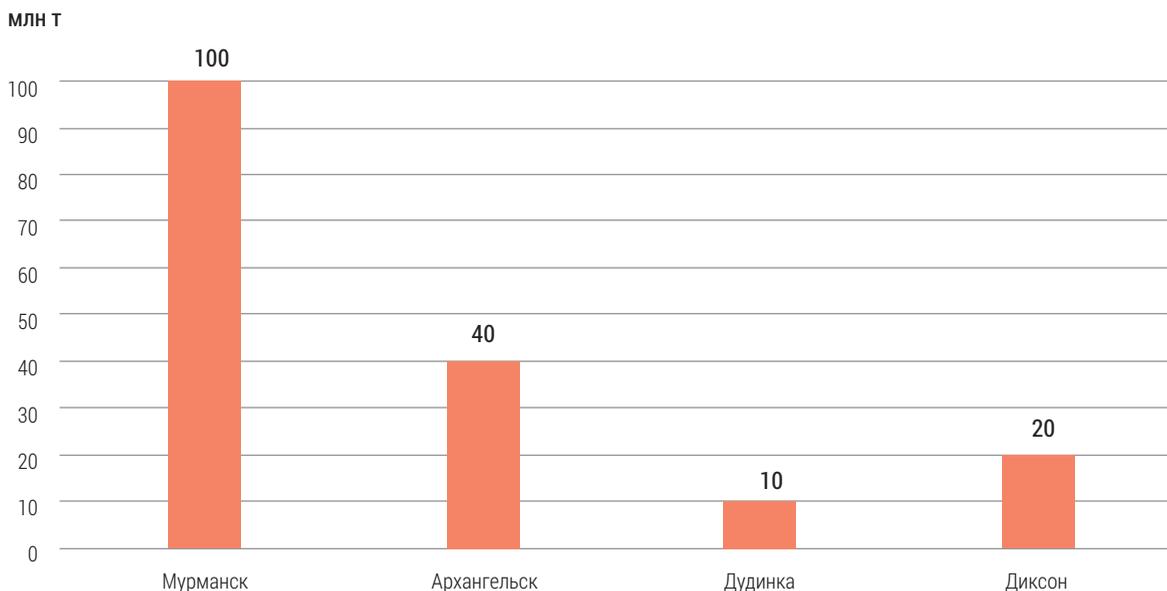
В январе 2019 года началось круглогодичное сопровождение отгрузки арктической нефти с Новопортовского месторождения ледоколами нового поколения «Андрей Вилькицкий» и «Александр Санников», построенными на Выборгском судостроительном заводе.

**В настоящее время НОВАТЭК рассматривает возможности сооружения перевалочных пунктов СПГ в Мурманской области и в Камчатском крае для обеспечения его перегрузки с арктических танкеров на конвенциональные**

«Доля добычи в Арктике уже превышает 20% от общего объема добычи нефти нашей компании. В стратегии развития до 2030 года «Газпром нефть» делает особую ставку на освоение этого региона. Поэтому для нас важно наращивание логистических мощностей», – отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

Другим центром добычи углеводородов в Арктике может стать Пайяхское месторождение, расположенное в Красноярском крае. В рамках проекта по его освоению

## ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ГРУЗОБОРОТ КРУПНЕЙШИХ АРКТИЧЕСКИХ ПОРТОВ



Источник: «ПортНьюс»

компания «Таймырнефтегаз» планирует строительство нефтяного терминала «Таналау» в морском порту Дудинка для вывоза нефти. Мощность терминала составит 7,5 млн тонн в год, объем частных инвестиций – 9 млрд рублей. Ввод в эксплуатацию намечен на 2022 год.

## НОВЫЕ ПРОЕКТЫ

Помимо нефти и газа значительный объем грузопотока по Северному морскому пути должен обеспечить уголь.

Так, компания «ВостокУголь» планирует строительство угольного терминала «Чайка» в морском порту Диксон для вывоза продукции с месторождения Река Лемберова. Мощность терминала составит 10 млн тонн в год, объем частных инвестиций оценивается в 18,6 млрд рублей. Ввод в эксплуатацию намечен на 2021 год.

**Помимо «Ямал СПГ», НОВАТЭК имеет планы по реализации другого проекта – «Арктик СПГ-2». В его рамках на полуострове Гыдан планируется создать терминал «Утренний»**

Недалеко от этого объекта также предполагается строительство второго терминала «Бухта Северная» такой же или большей мощности. Впрочем, реализация этих проектов постоянно откладывается: «Чайка» должна была заработать еще в июне 2017 года. Сооружение обоих терминалов потребует проведения дноуглубительных работ.

Также имеется проект создания глубоководного района порта Архангельск, в рамках которого предусмотрено строительство специализированного терминала нефтепродуктов и газового конденсата мощностью 12,7 млн тонн в год. К настоящему времени подтверждено 45% грузовой базы проекта, проведены геологические изыскания на площадке строительства объектов грузового района.

Данный проект предполагает формирование к 2035 году современного транспортно-промышленного узла, включающего четыре универсальных и два специализированных терминала совокупной мощностью до 38 млн тонн ежегодно, автомобильную и железную дороги. Реализация дноуглубительных работ позволит принимать суда класса Panamax с максимальной осадкой до 14,5 метров и дедвейтом до 74300 тонн.

Грузовая база проекта оценивается в диапазоне от 25 до 46 млн тонн ежегодно и формируется за счет:

- ◆ переориентации грузопотоков из портов Прибалтики;
- ◆ создания грузопотока «нишевых» грузов;
- ◆ обслуживания дополнительных грузопотоков благодаря росту производства промышленных предприятий СЗФО и Урала;

◆ грузов, предполагаемых для перевозки при реализации сопряженных инфраструктурных проектов железнодорожных магистралей «Белкомур» и «Северный широтный ход» (СШХ).

Также существует проект создания морского терминала в Индиге (НАО). Ранее речь шла об СПГ, в последнее время озвучивались планы по организации здесь, в том числе, перевалки угля. Впрочем, конкретные инвесторы проекта пока не заявлены. Общая сумма инвестиций оценивалась на уровне 100 млрд рублей.

Определенный объем грузопотока по Севморпути могут обеспечить каботажные и транзитные грузы. В настоящее время прорабатываются вопросы перевозок рыбной продукции из Петропавловск-Камчатского в Мурманск, а также организации регулярной контейнерной линии.

## СУДОХОДНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Реализация вышеуказанных проектов требует наличия флота, способного работать в условиях Арктики. В первую очередь, речь идет о ледоколах (см. «Потребность в крупнотоннажных судах и ледоколах к 2025 г. для перевозок по Севморпути»).

В настоящее время в Санкт-Петербурге строятся три универсальных атомных ледокола мощностью по 60 МВт (ЛК-60) проекта 22220: «Арктика», «Сибирь» и «Урал». Головной и первый серийный атомные ледоколы достраиваются у причала. Спуск на воду второго серийного атомохода «Урал» запланирован на май 2019 года.

Указанные три ледокола ЛК-60 должны быть сданы к 2024 году, также к этому сроку должны быть построены четыре ледокола средней мощности на СПГ (40 МВт), которые будут работать в Обской губе и в западных морях.

Договор на строительство третьего и четвертого серийных атомных ледоколов ЛК-60 планируется заключить в первом квартале 2019 года. Особенность проекта их строительства будет состоять в том, что его планируется осуществить частично за счет заемных средств. Общая стоимость оценивается в 100 млрд рублей, из них 45 млрд – средства федерального бюджета, 10 млрд – госкорпорации «Росатом», а заемное финансирование придется на оставшуюся часть. Данные ледоколы планируется сдать в конце 2025 года.

**В настоящее время компания «Газпром нефть» уже реализует проект по освоению Приразломного и Новопортовского месторождений. Сорты ARCO и Novy Port пользуются стабильным спросом на европейском рынке**

Помимо этого, было принято решение о строительстве ледокола-лидера мощностью 120 МВт. Необходимость создания ледоколов такой мощности связана с тем, что только они смогут обеспечить коммерческую скорость проводки крупных караванов судов в арктических условиях.

В настоящее время по долгосрочным договорам тайм-чартера для работы на Севморпути зафрахтованы 33 судна, в эксплуатации находятся 14 – девять газозовов ледового класса Arc7, одно конвенциональное судно-газовоз и четыре буксира ледового класса.

**Помимо нефти и газа значительный объем грузопотока по Северному морскому пути должен обеспечить уголь**

В 2019 году в эксплуатацию на СМП должны быть введены шесть газозовов Arc7, семь конвенциональных судов-газовозов, два танкера для перевозок газового конденсата Arc7, один портовый ледокол мощностью 12 МВт. В 2020 году должны начать работу на арктической магистрали еще три конвенциональных газозова. Грузоотправителем по всем указанным судам выступает ПАО «НОВАТЭК».

Также для обеспечения арктических проектов необходимы:

- ◆ 11 балкеров для ООО «УК «ВостокУголь»;
- ◆ до 10 танкеров класса Arc7, конвенциональный танкер дедвейтом 150 тыс. тонн, до четырех судов портофлота для АО «Нефтегазхолдинг»;
- ◆ семь судов ледового класса Arc7 и три Arc5 для ООО «Газпромнефть-Ямал»;
- ◆ 15 балкеров для ООО «УК «Северная звезда»;

- ◆ от двух до четырех балкеров ледовых классов Arc5 – Arc8 для ООО «ГДК «Баимская».

Кроме того, имеется потребность в новом аварийно-спасательном и гидрографическом флоте, предназначенном для работы в Арктике.

**ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА**

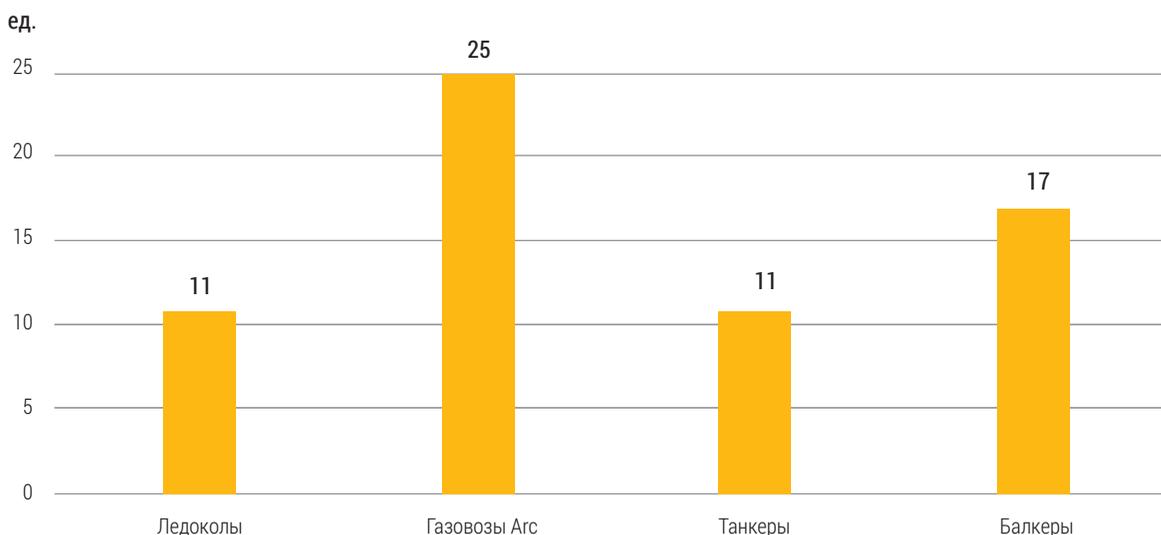
Помимо морских перевозок в арктических регионах большую роль будет играть железнодорожный транспорт.

В октябре 2018 года было подписано концессионное соглашение по реализации комплексного инвестиционного проекта «Создание железнодорожного Северного широтного хода Обская – Салехард – Надым – Пангоды – Новый Уренгой – Коротчаево и железнодорожных подходов к нему» (Проект СШХ). Он предусматривает модернизацию и строительство железнодорожной инфраструктуры в северном широтном направлении общей протяженностью 498 км, а с учетом подходов – 2353,3 км.

**Реализация новых проектов требует наличия флота, способного работать в условиях Арктики. В первую очередь, речь идет о ледоколах**

Проект планируется закончить к 2023 году. Загрузка железнодорожной магистрали может составить 23,9 млн тонн грузов в год при общей протяженности 686 км. Ожидается, что в объемах грузоперевозок по инфраструк-

ПОТРЕБНОСТЬ В КРУПНОТОННАЖНЫХ СУДАХ И ЛЕДОКОЛАХ К 2025 г. ДЛЯ ПЕРЕВОЗОК ПО СЕВМОРПУТИ



Источник: «ПортНьюс»

туре Северного широтного хода первое место займет газовый конденсат, доля которого превысит 50%. Эта продукция, в большом количестве отправляемая с Пулковского завода по переработке конденсата по Свердловской железной дороге, в основном следует в порты Северо-Запада.

Кроме газового конденсата, по СШХ предполагается перевозка нефтепродуктов и сырой нефти, широкой фракции легких углеводородов, полиэтилена, а также переключенных с западного на восточное направление черных металлов, железобетонных изделий и т.д.

В дальнейшем планируется реализовать проект «Северный широтный ход-2», предполагающий подключение порта Сабетта к системе российских железных дорог. Данный порт является ключевым на Северном морском пути, в будущем намечается его развитие за счет не только сжиженного природного газа, но и другой номенклатуры грузов.

Важным проектом с точки зрения развития арктической транспортной инфраструктуры является «Белкомур». В результате его реализации опорная сеть железных дорог пополнится магистралью длиной более 1100 км. Она сформирует новый международный и межрегиональный транспортный коридор, существенно увеличит транспортную доступность и повысит инфраструктурную обеспеченность регионов Северо-Запада и Арктической зоны РФ.

**Помимо морских перевозок в арктических регионах большую роль будет играть железнодорожный транспорт**

В декабре 2018 года председатель правительства РФ Дмитрий Медведев по итогам рабочей встречи с губернатором Архангельской области Игорем Орловым поручил включить проект «Белкомур» в Стратегию пространственного развития Российской Федерации и Комплексный план развития магистральной инфраструктуры. Перспективная грузовая база проекта «Белкомур» была актуализирована с учетом целого ряда документов стратегического планирования (Транспортной стратегии РФ до 2030 года, Стратегии развития железнодорожного транспорта РФ до 2030 года и Схемы территориального планирования РФ).

**Формирование необходимых транспортных путей, строительство портов и перегрузочных комплексов создаст предпосылки для активного освоения новых месторождений, развития отдаленных регионов**

Согласно расчетам Центра стратегических разработок, произведенным в 2017 году, подтверждено позитивное влияние проекта на социально-экономическое развитие макрорегиона (Архангельская область, Республика Коми, Пермский край).

Если говорить в целом, то становится ясно, что развитие Арктики является одним из главных национальных инфраструктурных проектов на годы вперед. Формирование необходимых транспортных путей, их обеспечение новыми судами, строительство портов и перегрузочных комплексов создаст предпосылки для активного освоения новых месторождений, развития отдаленных регионов, отечественного судостроения и сопутствующих производств. 



Оценки, прогнозы  
и рекомендации  
топ-менеджеров  
нефтегазовых компаний

[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)



# Газификация России: национальное достояние?

ВЯЧЕСЛАВ ПЕРМЯКОВ

Независимый консультант

Россия – одна из немногих стран мира, где собственного энергетического ресурса в виде природного газа намного больше, чем требуется для нужд нации. И все же назвать газ «национальным достоянием» сегодня не представляется возможным, поскольку существует большой разрыв между дешевизной магистрального газа, идущего крупным потребителям внутри страны и за рубежом, и доступностью и ценой подключения к газу домохозяйств, а также коттеджных поселков, садовых товариществ и новых производственных предприятий. До населения дешевый газ иногда не доходит, если не считать города и поселки с развитой инфраструктурой, где не только плиты и бойлеры используют природный газ, но и общественный транспорт плавно переходит на газомоторное топливо, как более дешевое и экологичное. Как это часто бывает, ключевой вопрос в том, кто же заинтересован в газификации и доступности природного газа внутри страны. Для производителей этот вопрос не является ключевым интересом бизнеса. Продажа газа конечному потребителю в любой стране мира является интересом ритейла, обычно частных газовых компаний, работающих в downstream для нужд конечного потребителя. Станет ли газ национальным достоянием жителей страны зависит не только от воли государства, но и от интересов газового бизнеса в downstream.

Внутреннее потребление природного газа в России не только не увеличивается в последние годы, но и устойчиво сокращается в различных сегментах рынка. Вероятно, этому есть не одна, а сразу несколько причин. Во-первых, ввод новых мощностей газовой генерации на базе совре-

менных парогазовых установок (ПГУ) взамен устаревших блоков делает производство электроэнергии, основного потребителя природного газа внутри страны, более эффективным. Другими словами, увеличение выработки электроэнергии не приводит к росту потребления природ-

ного газа. Более того, тепловая газовая генерация имеет сильную внутреннюю конкуренцию с вновь вводимой атомной генерацией и планируемой к вводу ВИЭ, согласно Энергостратегии-2035.

Во-вторых, сегмент муниципальных котельных и их модернизация при переводе с угля на природный газ упирается в ограничение роста тарифов для населения и вопросы финансирования долгосрочных проектов, а также неэффективности устаревших систем централизованного отопления.

**Россия – одна из немногих стран мира, где собственного энергетического ресурса в виде природного газа намного больше, чем требуется для нужд нации**

В-третьих, сегмент частных бойлеров и газовых плит не дает какой-либо существенный рост потребления, ввиду как более слабого развития экономики, чем предполагалось ранее, так и большого количества барьеров и чрезмерной бюрократии, тормозящей частную газификацию для каждого жителя страны.

Проще говоря, подключение частного дома к газу до сих пор является огромной проблемой. И это происходит в стране, где компания по добыче газа называет себя «национальным достоянием», себя, а не сам газ, принадлежащий каждому жителю страны. Бывают и совсем парадоксальные случаи, когда крупный поселок всего в паре десятков километров от города-миллионника имеет газ только с одной стороны реки, поскольку с другой стороны реки не проложена газовая труба. Провести такую трубу под руслом реки, разделяющей поселок пополам, невероятно сложно и дорого ввиду большого количества бюрократических или просто устаревших видов всевозможных согласований. Или другой пример, когда при подключении подмосковного дачного поселка каждый дачник платит газовикам сумму в полмиллиона рублей только за подведение газовой трубы к границе садового участка.

## БАЛАНС ЭНЕРГИИ В ЕВРОПЕ И ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Любое государство имеет право выбирать свой уникальный баланс электроэнергии, в зависимости от имеющихся природных ресурсов, энергетических мощностей и уровня развития промышленности. Общеевропейским трендом является глобальный переход к возобновляемым источникам энергии путем постепенного увеличения доли ВИЭ в балансе энергии каждой страны. Здравый смысл такой политики состоит в том, что ископаемые углеводороды, будь то уголь или природный газ, являются: а) конечными ресурсами, б) невозобновляемыми ресурсами и в) неэкологичными источниками энергии,

производящими парниковые газы. В последнем случае природный газ признается «наименьшим злом», как низкоуглеродное топливо.

Более 55 стран мира уже приняли стратегию развития новых технологий ВИЭ. Некоторые страны ЕС отказываются от экономически обоснованных проектов новой атомной или газовой генерации только потому, что эти проекты тиражируют старые технологии, никоим образом не развивая энергетический баланс страны в сторону инноваций и меньшей зависимости от импорта ископаемых ресурсов.

Многие страны ЕС в последние годы, находясь в сложных экономических условиях, снизили или совсем отказались от государственных субсидий по мере развития рынка ВИЭ и снижения капитальных вложений, стоимости технологий и сервиса, а значит, и себестоимости производства новых видов электроэнергии. Многие энергетические компании Европы признали часть проектов ВИЭ банкротами при отказе государств от субсидирования. И тем не менее рост ввода ВИЭ в мире продолжается.

Неудивительно, что конкуренция между видами энергии в мире нарастает и, скорее всего, будет только усиливаться в ближайшие десятилетия. По крайней мере, это усиление будет происходить до того момента в светлом будущем, когда появятся какие-то принципиально новые и более дешевые источники или виды энергии. Более 50 лет консорциум ученых из разных стран тратит огромные суммы на проекты плазменной энергетики искусственного солнца, называемые ИТЭР или ТОКАМАК. Однако никто сегодня не может уверенно сказать, какой же вид энергии станет доступным и доминирующим в энергобалансе будущего. Более того, общемировая тенденция состоит в переходе от крупных централизованных систем энергетики в пользу распределенного или даже персонального производства энергии и тепла в параллельной работе с сетью. Это стало возможным при развитии Smart Grid и удешевлении технологий ВИЭ.

**Конкуренция между видами энергии в мире нарастает и, скорее всего, будет только усиливаться в ближайшие десятилетия**

Удивительно другое, что конкуренция существующих источников энергии зачастую не является ни свободной, ни рыночной в странах с развитой рыночной экономикой. По установленным правилам регуляторов многих стран компания – сетевой оператор сначала покупает ту электроэнергию, которая производится ВИЭ, и только затем покупает энергию, производимую угольной или газовой генерацией. В результате газовая генерация в ЕС используется в основном для покрытия пиковых нагрузок, когда ее удобно использовать

не только по техническим параметрам быстрого ввода и дистанционного регулирования мощности ПГУ, но и по причине высоких тарифов на пиковых нагрузках, что позволяет сжигать дорогой природный газ, в отличие от более дешевого угля.

В некоторых странах ЕС ситуация осложняется осознанным отказом от атомной генерации, которая многие годы была генерацией «базовой нагрузки» для обеспечения стабильной работы сети. Другие энергетические компании создали и используют новые модели бизнеса в downstream, например, так называемую гибридную генерацию с использованием энергии ветра и природного газа, тем самым создавая новую бизнес-модель «базовой нагрузки» взамен традиционной атомной энергетики.

**Общемировая тенденция состоит в переходе от крупных централизованных систем энергетики в пользу распределенного или даже персонального производства энергии**

В отличие от сектора электроэнергетики, в котором природный газ все чаще и чаще проигрывает другим видам источников энергии, в бойлерах для обогрева домохозяйств Европы природный газ на сегодня занимает основное место. С введением более жестких экологических стандартов природный газ вытеснил более дешевый, но менее экологически чистый мазут, который все реже используется для отопления частных зданий. При почти полном отсутствии систем централизованного отопления в Европе, а следовательно, и отсутствии потерь энергии в тепловых сетях, газовые бойлеры в частном доме или апартаменте эффективно используются как для отопления, так и для нагрева горячей воды. Именно газовые бойлеры стали на сегодня наилучшей доступной технологией для многих домохозяйств Европы. Каждый житель Европы привык оплачивать отдельную квитанцию за природный газ каждый месяц, при этом активно экономя этот газ, устанавливая пониженные параметры температуры в разных комнатах, а также сокращая ограниченное количество горячей воды в душе, крайне редко принимая ванну. Но даже с экономным потреблением средний чек за газ редко бывает ниже отметки 100 евро в месяц, особенно при холодных зимах, все чаще случающихся в Европе.

Важно, что всеми вопросами газификации в Европе занимаются частные компании, предлагая конкурентные условия по тарифам и услугам населению. В развитом секторе downstream абсолютно не важно, кто и где произвел сам природный газ, важны только условия для конечного потребителя. Ввиду разви-

той инфраструктуры и высокой плотности заселения земель вопрос подключения к газовым сетям обычно ограничивается онлайн заявкой на подключение с адресом дома или апартамента на сайте того и иного частного оператора. По сути, житель Европы получает «сервис одного окна» у той компании, которую он выбирает. Все, что требуется от жителя Европы, это сделать свой выбор в пользу того или иного оператора, по аналогии с сотовой связью и интернетом. Если сервис или тариф не устраивают конечного потребителя, он всегда сможет поменять компанию-провайдера газовых услуг, но не чаще одного раза в год. Все технические, юридические и бюрократические вопросы подключения к газу решаются компаниями-провайдерами, предлагающими свои конкурентные услуги по подключению и продаже природного газа конечному потребителю.

## БАЛАНС ЭНЕРГИИ В РОССИИ И РОЛЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Россия в стратегическом вопросе энергобаланса имеет свой собственный путь развития. Ключевым фактором в стране, где доходы основной части населения остаются на уровне бедных стран Африки и Латинской Америки с их теплым климатом, является вопрос цены за электроэнергию и тепло. До сих пор существует так называемый базовый тариф для населения, который на 30% ниже цены электроэнергии для промышленности. В Европе население платит на 30% больше, чем промышленность, из-за дополнительных расходов и сервисов, связанных с оказанием услуг по обеспечению электроэнергией населения.

С этой точки зрения, наличие собственного ресурса в виде природного газа для производства электроэнергии и тепла является огромным преимуществом в такой холодной стране, как Россия. Почему же потребление социально значимого газа в общем балансе энергии в последние годы не растет, а цена газа при этом увеличивается?

Основным потребителем газа является сектор электроэнергетики, в котором происходят следующие тенденции. Реформа тепловой газовой генерации с использованием механизмов договоров на поставку мощности (ДПМ) подходит к концу, завершая более чем 10-летний процесс приватизации и модернизации устаревших блоков тепловой генерации и низкоэффективных технологий на современные системы ПГУ. Роста ввода новых ПГУ в ближайшие годы не предвидится по нескольким причинам. Во-первых, газ для электростанций хоть и дорожает темпами выше, чем тарифы за электроэнергию, он все еще остается слишком дешевым для принятия экономически обоснованного решения по модернизации производства энергии с КПД 30% на 60% в системах ПГУ. Во-вторых, экономика страны прекратила расти, сделав прогнозы реформы приватизации тепловой генерации неактуальными. Экономика вообще не растет уже более пяти

лет подряд, согласно докладу Сергея Глазьева, советника Президента Российской Федерации, академика РАН, на федеральном конгрессе «Приоритеты 2024» в декабре 2018 года. Удивительно, но потребление кВт\*ч электроэнергии показывает рост, по-видимому, из-за все большего объема потребления современным электроприборами, такими как стиральные и посудомоечные машины, кондиционеры и другое электрооборудование. Прогресс не остановить, хотя Россия пока в разы отстает от общего объема потребления электроэнергии в Германии или США.

В отсутствие кратного роста потребления и спроса на энергию в стране вводятся все новые мощности атомной генерации. Атомная энергия в России имеет неконкурентное преимущество по сравнению с газовой, когда сетевой оператор не только покупает ее в первую очередь, но и включает стоимость новых мощностей, например, сильно завышенную от проектной стоимость Ленинградской АЭС-2, в ежегодное увеличение тарифа на мощность. Последнее приводит к росту платежей за электроэнергию для промышленных предприятий, чтократно выше процентного роста инфляции в год. Если такая же практика регулирования тарифов продолжится и в отношении новых мощностей возобновляемой генерации, которые согласно Энергостратегии-2035 должны быть увеличены в 20 раз, вряд ли это будет способствовать росту экономики и увеличению ввода новых промышленных предприятий в стране.

Для любого нового завода вопросы энергетики и газа не являются профильными, предприятие строится не для производства энергии, а для производства абсолютно конкретного вида продукции. Однако практика перекладывания затрат атомной энергетики, а вскоре еще и ВИЭ, на плечи промышленных предприятий может привести к росту ввода собственных когенерационных установок на заводах. От этого никто не выиграет, кроме производителей таких установок. КПД малых когенерационных установок для производства электроэнергии ниже КПД крупных ПГУ, а значит, сжигание природного газа будет менее эффективным при росте количества таких установок на природном газе.

**С точки зрения эффективности использования газа, ничего лучше газового бойлера пока не придумано для отопления и для нагрева горячей воды в частном доме или квартире**

Другим очень похожим сектором внутреннего потребления природного газа является сектор муниципальных котельных. Здесь возможен многократный рост потребления газа по мере ввода новых мощностей, однако этот рост ограничен как малой мощностью таких установок, так и проблемами долгосрочного финансирования, и ограничениями роста муниципальных тарифов.

С точки зрения эффективности использования газа, ничего лучше газового бойлера пока не придумано для отопления и для нагрева горячей воды в частном доме или квартире. При использовании бойлера отсутствуют потери тепла в сетях доставки, как это происходит с горячей водой от муниципальной котельной до конечного потребителя. Потери тепла в 40% и выше при морально устаревшем централизованном отоплении оплачиваются конечным потребителем и никак не приводят к эффективному использованию природного газа в стране. По мнению многих экспертов, потенциал экономии и энергоэффективности в России просто огромен.

**Создание условий для пользования газовыми бойлерами следует поддерживать и поощрять всеми имеющимися у государства разумными экономическими способами**

С точки зрения государства и экономного сжигания невозобновляемого природного ресурса – природного газа – развитие и модернизация сектора муниципальных котельных на газе следовало бы ограничить лишь теми муниципалитетами, где другого варианта отопления нет и быть не может. И наоборот, создание условий для пользования газовыми бойлерами следует поддерживать и поощрять всеми имеющимися у государства разумными экономическими способами. В первую очередь, государство могло бы снять или уменьшить бюрократические барьеры для установщика каждым жителем страны своего собственного газового оборудования, а также взять на себя вопросы упрощенного и ускоренного подключения к газовым сетям такого оборудования, в том числе субсидирование процедуры подключения к газовым сетям физических лиц.

Вместо поддержки со стороны государства некоторые активные частники, установившие с великим трудом собственные бойлеры по причине низкого качества централизованного отопления, вынуждены отстаивать в суде право частного собственника использовать тот вариант отопления своего помещения, который собственник сам выбрал. Управляющие компании ЖКХ делают из таких индивидуумов «врагов народа». Все, что этот житель сделал, так это решил для самого себя и своей семьи проблему выбора отопления в пользу более эффективного газового бойлера.

Если в вопросе подключения к сетям электроэнергии до 15 кВт этот острый социальный вопрос уже решен государством путем ограничения стоимости подключения в размере 500 рублей, то почему бы не повторить эту успешную социальную инициативу и по газу?

Лишь редкие регионы России, такие как Тюменская область, решили этот вопрос путем ускорения бюрократической процедуры подключения до 14 дней в режиме «одного окна», параллельно кратно снизив стоимость подключения. К этому опыту еще вернемся.

А в целом потребление газа останется в проигрыше до тех пор, пока баланс интересов будет в пользу развития крупных централизованных проектов негазовой генерации (атомной и ВИЭ), а также централизованных проектов муниципальной когенерации. Цена газа будет бесконтрольно расти, не встречая экономического рычага сопротивления в виде конкуренции централизованных проектов с частными газовыми бойлерами.

Является ли текущая тенденция развития стратегически правильной для страны, добывающей собственный природный газ, – вопрос, открытый для широкого обсуждения.

С одной стороны, газ является ресурсом невозобновляемым, себестоимость добычи которого, вероятно, будет только возрастать в дальнейшем, ввиду более дорогого газа новых месторождений Арктики и Восточной Сибири. А значит, и потребление такого ресурса должно стать внутри страны более эффективным и более экономным уже сегодня. Вряд ли нужно активно развивать и вкладывать миллиарды в неэффективные централизованные проекты отопления и когенерации муниципальных котельных, когда есть возможность отказаться от устаревшей советской системы центрального отопления везде, где это только возможно. Система строилась из ложных представлений прошлого века о всеобщей коммуне и неиндивидуалистическом человеческом обществе. Пора бы уже после провала советского эксперимента честно признать, что не только собственные квадратные метры, но и собственный вариант безопасного и конкурентного отопления является неотъемлемым правом гражданина страны.

**Потребление газа останется в проигрыше до тех пор, пока баланс интересов будет в пользу развития крупных централизованных проектов негазовой генерации, а также централизованных проектов муниципальной когенерации**

Что может быть проще поставить целью модернизацию системы на качественно новый уровень, вместо тиражирования устаревших систем муниципальных котельных? Любая модернизация котельных потребует инвестиций и капитальных затрат, а почему бы не рассмотреть тот вариант, который более эффективен? Развитие газовых технологий добычи и увеличение их эффективности требуют роста спроса

и потребления газа, а это может произойти только путем поддержки частного использования газовых бойлеров в каждом доме и каждой квартире. Практическим останется вопрос, что же делать с имеющимся жилищным фондом и системами отопления. Увы, придется поддерживать этот фонд и обслуживать системы централизованного отопления котельными на период установки частных бойлеров в каждой квартире или доме, там, где это возможно. Золотая середина здесь в нахождении баланса интересов – поддерживать старые системы, одновременно создавая экономические стимулы и обязательные стандарты индивидуального отопления каждой квартиры и каждого помещения в новых домах. При этом вряд ли так необходимо резко повышать тарифы на газ или на электроэнергию, стимулируя таким образом экономию энергоресурсов. Необходимо стимулировать применение стандартов и наилучших доступных технологий, субсидирование услуг по подключению и установке газовых бойлеров. И тогда и тарифы останутся социально приемлемыми для большей части бедного населения страны, производителя энергоресурсов, да и потребление этих невозобновляемых энергоресурсов станет более эффективным.

## ТЮМЕНСКИЙ ОПЫТ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К СЕТЯМ

Много уже сказано и написано статей по опыту государственного управления в решении проблемы подключения к газовым сетям в Тюменской области. Остановимся здесь на нескольких важных моментах. Во-первых, было принято волевое решение не пытаться изменить сложную бюрократическую систему бумажной волокиты для подключения к сетям, а ускорить имеющуюся систему с полутора лет до 14 дней. К сожалению, от советского прошлого новой России досталась удивительно сложная «бумажная бюрократия». В то время как весь мир отказывается вообще от бумажных носителей и писем, в России система десятков подписей на документах на удивление устойчива и живуча. По-видимому, слишком большое количество населения заинтересовано в сохранении бумажной волокиты, боясь потерять источник заработка от «производства бумаги». Но если призадуматься, эта система ничего не производит, росту экономики «бумажная бюрократия» не способствует в какой угодно сфере государственного управления.

Наилучшим выходом мог бы стать форсайт по снятию барьеров для каждого сектора экономики. Почему бы не использовать доказавший работоспособность Тюменский опыт для снятия барьеров согласований в вопросах подключения к газовым сетям? Иностранцы предприятия, открывая новые заводы в России, более всего удивляются именно вопросу сбора сотни согласований для подключения газа, получая необходимый пакет документов через полтора или два года, работая в полном соответствии

с утвержденными правилами. Здравый смысл подсказывает единственный вывод из Тюменского опыта – вся «бумажная бюрократия» и ответственность различных ведомств по своей сути не имеют никакого значения, если можно собрать пакет необходимых бумаг и подписей всего лишь за 14 дней.

**Вряд ли так необходимо резко повышать тарифы на газ или на электроэнергию, стимулируя таким образом экономию энергоресурсов. Необходимо стимулировать применение стандартов и наилучших доступных технологий, субсидирование услуг по подключению и установке газовых бойлеров**

Во-вторых, было найдено уникальное решение по сокращению затрат бюджета на строительство газовой инфраструктуры. Снова здравый смысл подсказал, кому интересно построить газовые сети, и этим интересантом оказались частные газовые компании. Именно такие компании работают в Европе для оказания услуг по продаже газа конечному потребителю. Заинтересованность частной компании построить новые сети с минимальными расходами и в кратчайшие сроки привела к сокращению затрат в три и более раз. Возвращаясь к примеру поселка с одним берегом реки без газа, частная газовая компания, имея ясные экономические интересы, смогла бы в течение месяца пробурить под рекой необходимую трубу и подключить к газу другой берег поселка.

В-третьих, практика «одного окна» при первичном обращении частного лица или предпринимателя показала заинтересованность региональной власти как в своем населении и его благополучии, так и в развитии нового бизнеса в вверенном регионе. Увы, власть многих губернаторов в регионах никак не зависит ни от мнения населения, ни от роста ввода новых производств в регионе, ни даже от мнения журналистов. На вопросы независимых журналистов о чрезмерных командировочных расходах региональные губернаторы отвечают: «Так все делают, чем мы хуже других?» А тем и хуже, что только такие регионы, как Тюменская область, имеют силу воли, интеллект и уровень развития людей во власти, которые способны распознать, какие их действия смогут вывести регион в лидеры по качеству жизни населения и по развитию нового бизнеса. Мир борется за лучшие человеческие ресурсы, и лидерами станут те регионы, которые способны создавать условия для привлечения человеческого и финансового капитала.

## ГАЗИФИКАЦИЯ УДАЛЕННЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ

Россия имеет огромную территорию с суровым климатом. Увы, не все регионы могут позволить себе развивать газовую инфраструктуру для нужд своего населения. Чем еще удобна собственная добыча углеводородов в стране, так это производством не только метана, то есть очищенного трубопроводного газа, но и нескольких более сложных фракций углеводородов, таких как пропан, бутан и другие СУГ. Утилизация попутных нефтяных газов – отдельная тема для анализа. Благодаря усилиям государства ушли те времена, когда весь попутный газ сжигался на факелах прямо на месторождениях Западной Сибири. По новым нормам сжигается не более 5% попутного нефтяного газа.

С точки зрения газификации удаленных регионов наиболее перспективной была бы возможность использования СУГ в качестве альтернативного топлива для малых удаленных от газовых сетей котельных. Именно СУГ могут быть легко доставлены железнодорожным или автомобильным транспортом до самых северных или восточных регионов страны, куда транспортировать трубопроводный газ не представляется возможным. Малые газовые турбины способны производить тепло и электроэнергию на любом виде жидкого топлива, включая СУГ. Другими словами, все технологии имеются и могут быть доступны в любом удаленном регионе страны. Вопрос газификации удаленных регионов находится в сфере создания экономической среды и таких бизнес-интересов для частных компаний, которые смогли бы обеспечивать эти удаленные регионы в независимых поставках СУГ, а также тепла и электроэнергии.

**Интерес частных компаний в развитии бизнеса по обеспечению газом каждого жителя страны является наиболее эффективным вариантом развития для экономного использования природного газа**

Газификация в огромной холодной стране имеет острую социальную направленность, это вопрос выживания и цены. А цены в квитанциях на оплату энергоресурсов растут, в то время как система не меняется. И так продолжается из года в год. Только интерес частных компаний в развитии бизнеса по обеспечению газом каждого жителя страны является наиболее эффективным вариантом развития для экономного использования природного газа – главного невозобновляемого ресурса нации. ❗



# Этапы большого пути

## Как Вашингтон пытается продвинуть в Европу свой СПГ и не пустить туда российский трубопроводный газ

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Советник генерального директора ООО «Газпром экспорт»,  
 профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти  
 и газа им. И. М. Губкина, д. э. н., сопредседатель со стороны России Рабочей  
 группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета Россия – ЕС по газу

В предыдущих двух статьях данного цикла автором отмечалось, что развитие рынков СПГ и совершенствование механизмов ценообразования на данный энергоресурс ставят, помимо прочих, вопрос о дальнейшей судьбе российского трубопроводного газа в Европе. Анализ показывает, что газ из РФ имеет хорошие перспективы для того, чтобы не только сохранить свои позиции, но и расширить присутствие в европейском энергобалансе.

Однако США, стремясь создать и расширить нишу для своего СПГ, а также ослабить позиции Европы в глобальной конкурентной борьбе, прибегают к откровенно «нечестным» методам. В частности, Вашингтон стремится усугубить существующий раскол между «старыми» и «новыми» членами ЕС и, укрепляя свое политическое влияние на последних, навязывает им поставки своего более дорогого, но «более демократичного», чем российский трубопроводный, сжиженного газа. Это ослабляет конкурентоспособность ЕС в глобальной конкурентной борьбе за пределами энергетических отраслей.

Взглянем на недавнюю событийную канву, так или иначе связанную с будущим противостоянием российского сетевого газа и американского СПГ в Европе. В этом ряду можно отметить (в него хорошо вписываются) разноплановые, на первый взгляд, но объединенные единой целью защиты американских экономических интересов (America First!), события.

Данная статья является третьей в цикле четырех статей автора на эту тему. Первую и вторую см. НГВ №23–24/2018 и №1/2019

## СВЯЗАННЫЕ ОДНОЙ ЦЕЛЬЮ

Это, во-первых, антироссийские санкции (введенные и продолжающиеся вводиться под разными предложениями, но преследующие единую цель) против новых энергетических проектов, обеспечивающих доставку российского газа на рынок ЕС с меньшими издержками и рисками, чем существующие транспортные пути и транзитные коридоры (в первую очередь, против трубопроводного проекта «Северный поток-2»). В частности, из наиболее свежих сюжетов – долгоиграющая история с невыдачей Данией разрешения на прокладку трубопровода «Северный поток-2» в своих территориальных водах. При этом следует отметить, что антироссийские санкции поначалу вводились США как бы в защиту энергетической безопасности Украины, однако уже в самом тексте американского санкционного закона прямо говорится, что их цель – это защита экономических интересов самих США, создание рабочих мест внутри страны (и снова America First!).

Во-вторых, предлагаемые искусственные барьеры для российского газа путем изменения системы регулирования газового рынка ЕС (проект Quo Vadis Еврокомиссии 2017–2018 годов).

В-третьих, саммит НАТО в Брюсселе в июле 2018 года, в ходе которого страны ЕС подверглись резкой критике со стороны Президента США за их низкие расходы на оборону (менее 2% ВВП). Якобы вследствие этого их «безопасность» защищается путем повышения расходов США в НАТО (и в абсолютном, и в относительном выражении), в то время как страны ЕС тратят огромные средства на закупку энергоресурсов у России, от которой их «оберегают» НАТО и США.

В-четвертых, результаты саммита США – ЕС 25 июля 2018 года. Напомним, Евросоюз взял на себя обязательства закупки американского СПГ и частичного финансирования еще 14 проектов по строительству приемных терминалов сжиженного газа мощностью 15 млрд м<sup>3</sup> в год, преимущественно в Восточной Европе – в зоне исторического доминирования российского газа. И это несмотря на наличие пустующих (невостребованных) мощностей по регазификации СПГ в ЕС на 150 млрд м<sup>3</sup> в год.

**Предварительная оценка последствий для экспорта российского газа применения пяти предложенных в Quo Vadis сценариев очевидна. В своей совокупности они нацелены, прежде всего, на вытеснение поставок российского газа из зоны его исторического доминирования**

В-пятых, два американских сенатора 10 октября 2018 года выдвинули законодательную инициативу «Акт о европейской энергетической безопасности и диверсификации»,

в соответствии с которой предлагается выделить \$1 млрд в течение 2019–2023 финансовых годов для финансирования европейских энергетических проектов (терминалы СПГ, трубопроводы-интерконнекторы, реверсные мощности, подземные газохранилища), в том числе в Восточной Европе. Это, по мнению одного из авторов законопроекта, сенатора Мерфи, поможет «разомкнуть европейские клещи Путина и создать рабочие места в США».

**Намерение вытеснить российские поставки на восточную границу ЕС/Украины сопровождается практически действиями по формированию газотранспортного коридора Север–Юг в зоне, откуда предполагается вытеснить российский газ**

В-шестых, активно муссировалась весть от 17 октября о том, что польская компания PGNiG подписала соглашение о покупке 2 млн тонн СПГ в год начиная с 2022 года, когда истечет текущий контракт с «Газпромом» на поставку российского трубопроводного газа в Польшу.

В-седьмых, не менее активно обсуждалось известие, что канцлер Ангела Меркель пошла навстречу президенту Трампу и Германия в итоге построит свой приемный терминал для импорта американского СПГ.

Предлагаем хотя бы вкратце оценить эти известия – выяснится, что все они, так или иначе, могут считаться «этапами большого пути» по продвижению любой ценой американского СПГ на рынок Европы и/или по воспрепятствованию продвижению на рынок ЕС российского газа («насыпать битого стекла в кроссовки конкуренту»).

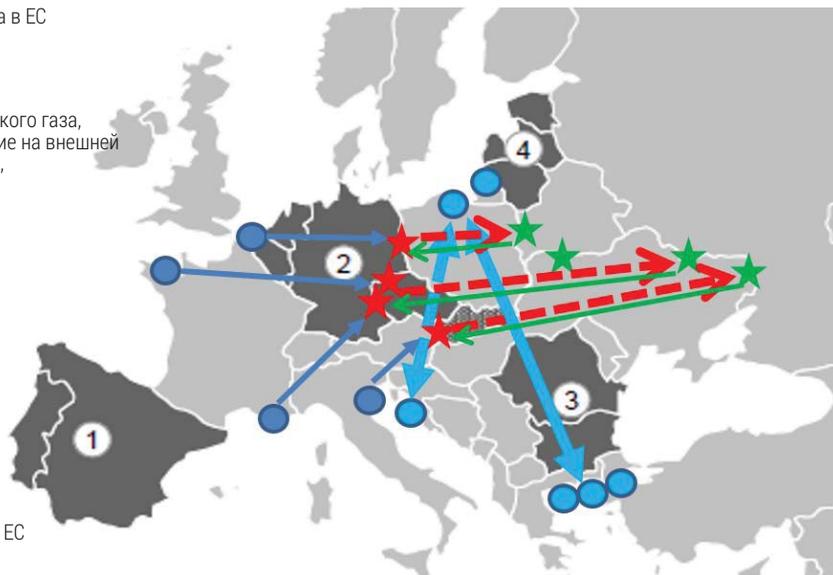
## QUO VADIS ЕВРОСОЮЗА

Проект Quo Vadis, разработанный Еврокомиссией, был призван выявить путем количественного моделирования узкие места в действующей системе регулирования рынка газа ЕС, сохраняющиеся после полного применения (процесс еще не завершен) Третьего энергопакета ЕС, и сопровождающих его документов (подготовка которых заняла 2010–2016 годы). Он также должен был предложить дополнительные регулятивные меры, которые могут привести к «повышению благосостояния ЕС (EU welfare)».

Предварительная оценка последствий для экспорта российского газа от применения пяти предложенных в Quo Vadis сценариев регулятивных изменений, на мой взгляд, очевидна (см. «Возможные последствия применения пяти сценариев Quo Vadis...»). В своей совокупности они нацелены, прежде всего, на вытеснение поставок российского газа – перенос его пунктов сдачи/приемки (ПСП) – на внешнюю границу ЕС. А с учетом стремления Евросоюза принудить Россию к сохранению масштабно-

**ВОЗМОЖНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ПЯТИ СЦЕНАРИЕВ QUO VADIS, ПРЕДЛОЖЕННЫХ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО КОЛИЧЕСТВЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ: ХУДШЕЕ ПРОЧТЕНИЕ = НОВАЯ «ЛИНИЯ КЕРЗОНА»?**

- ★ Существующие ключевые ПСП российского газа в ЕС
- ★ «Новые» ПСП для российского газа в ЕС в соответствии с Quo Vadis
- ➔ Перенос существующих внутри ЕС ПСП российского газа, поставляемого в ЕС, на их новое местоположение на внешней границе зоны применения законодательства ЕС, в соответствии с Quo Vadis
- ➔ Передача существующего транзитного бизнеса по доставке российского газа к существующим его ПСП внутри ЕС от «новых» его ПСП компаниям среднего звена ЕС в соответствии с Quo Vadis
- Новые фактически объединенные (региональные) рыночные зоны в соответствии с Quo Vadis report
- Существующие (некоторые) приемные терминалы СПГ в ЕС
- Новые (некоторые) приемные терминалы СПГ в ЕС
- ➔ Развитие новой трубопроводной инфраструктуры от существующих приемных терминалов СПГ на побережье ЕС к существующим ПСП российского газа в глубине ЕС в соответствии с Quo Vadis
- ↕ Новый трубопроводный (с возможностями физического реверса) коридор Север – Юг на востоке ЕС для соединения новых приемных терминалов СПГ



Источник: А. Konoplyanik. *EU Quo Vadis: a theoretical exercise with an anti-Russian Flavour?* // *Natural Gas World – Global Gas Perspectives*, 19 October 2017

го транзита газа через Украину и после 2019 года – и на российско-украинскую границу, с уплатой повышенного входного тарифа на транспортировку российской стороной. Это уменьшит маржу российского поставщика и сделает его бизнес по экспорту газа в ЕС менее конкурентоспособным, расчищая тем самым зону конкурентоспособности для альтернативных поставщиков, в первую очередь для американского СПГ.

У роста тарифов на транспортировку по действующим трубопроводным маршрутам в этом случае есть две причины. Первая – тарифы «вход – выход» после 2019 года становятся выше по сравнению с ныне действующими дистанционными тарифами, что уже было объявлено и «обосновано» украинской стороной (как результат ее перехода, в рамках членства в ДЭС – Договоре об Энергетическом Сообществе, – на энергетическое законодательство ЕС). Вторая – это повышение целиком переносится на «входной» тариф, то есть на российского поставщика.

Намерение вытеснить российские поставки на восточную границу ЕС/Украины сопровождается практическими действиями по формированию (в рамках 10-летних планов развития инфраструктуры ЕС и «проектов общего интереса») газотранспортного коридора Север – Юг. Он должен связать новые (построенные, строящиеся и запланированные, стационарные и плавучие) приемные терминалы СПГ на севере, в новых странах-членах ЕС (Польша, Литва), и на юге, в Хорватии, Греции, Турции (см. «Новая (допол-

нительная) газовая инфраструктура Европы...»). По этому трубопроводному коридору, обладающему реверсными мощностями, может (должен) пойти регазифицированный американский и/или иной СПГ и/или трубопроводный газ нероссийского происхождения. Он призван заместить в этой зоне (бывших странах СЭВ) российский трубопроводный газ. Последнему же предлагается создавать условия, ухудшающие его конкурентоспособность на рынке ЕС, в первую очередь по сравнению с американским СПГ (в том числе за счет уже упоминавшихся повышенных тарифов на входе в зону применения законодательства ЕС).

**Уже предварительная оценка показывает, что «повышения благосостояния ЕС» предполагается достигать за счет перекладывания дополнительных рисков и затрат на плечи внешних поставщиков, в первую очередь на Россию**

Еще одна цель Quo Vadis – передача функций транзита газа до существующих пунктов сдачи-приемки внутри ЕС европейским компаниям среднего звена газовой цепочки

## НОВАЯ (ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ) ГАЗОВАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ЕВРОПЫ («ПРОЕКТЫ ОБЩЕГО ИНТЕРЕСА»/PCI)



Источник: [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency\\_platform/map-viewer/main.html](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html)

(midstream companies). Они должны служить посредниками между производителем-экспортером извне Евросоюза, с одной стороны, и конечным потребителем внутри ЕС и/или основным историческим импортером российского газа, с другой. Эта мера даст таким компаниям возможность сохранить свой бизнес грузоотправителя в ЕС. Ведь после вступления в силу Третьего энергопакета происходит неизбежное сжатие зоны бизнеса в ЕС для таких посредников, поскольку упомянутый энергопакет предоставил возможность производителям-экспортерам напрямую выходить на конечных потребителей, минуя посреднические структуры оптовых перепродавцов/перекупщиков. А именно они исторически обеспечивали доставку газа конечным потребителям от пунктов сдачи-приемки советского/российского газа.

**В нынешнем виде Quo Vadis фактически нацелен на обоснование замены в ЕС более дешевого российского трубопроводного газа, на пути которого предлагается создать дополнительные административные барьеры, более дорогим сжиженным газом из США**

Такое искусственное расширение зоны бизнеса для компаний среднего звена, безусловно, ведет к «повышению благосостояния ЕС», поскольку расширяет налогооблагаемую базу, создаваемую этими компаниями.

Таким образом, уже предварительная оценка показывает, что «повышения благосостояния ЕС» (заявленная цель подготовки предложений по совершенствованию системы регулирования газовой отрасли Евросоюза) предполагается достигать в рамках сценариев проекта Quo Vadis, то есть за счет перекладывания дополнительных рисков и затрат на плечи внешних поставщиков, в первую очередь на Россию.

Предложенные сценарии в своей совокупности, на мой взгляд, нацелены, а в случае их реализации, ведут к вытеснению поставок российского газа на периферию зоны применения законодательства ЕС (то есть на российско-украинскую границу) и к «расчистке» зоны конкурентоспособности для американского СПГ в Европе. В частности, эта «расчистка» происходит путем создания искусственных барьеров, в том числе тарифных и нетарифных ограничений, для более дешевых поставок и поставщиков, каковыми является российский трубопроводный газ. Он, по многочисленным оценкам, в том числе и самих американских должностных лиц, выигрывает сегодня конкурентную борьбу с американским СПГ в Европе.

ЛИНИЯ РАЗГРАНИЧЕНИЯ (ИЛИ ГЛАВНАЯ ЦЕЛЬ США В ЕВРОПЕ)



Источник: выступление Джорджа Фридмана на конференции The Chicago Council on Global Affairs, 4 февраля 2015 г.

Получается, что в нынешнем виде Quo Vadis фактически нацелен на обоснование замены в ЕС более дешевого российского трубопроводного газа, на пути которого предлагается создать дополнительные барьеры, более дорогим сжиженным газом из США. Сценарии Quo Vadis хорошо коррелируются с содержанием расширенных антироссийских санкций США, препятствующих созданию обходящих Украину газопроводов. Это ведет не к повышению, а к снижению «уровня благосостояния ЕС». Похоже, сценарии проекта выстроены в интересах не ЕС, а США.

**Борьба Брюсселя, Вашингтона и Киева как за сохранение широкомасштабного транзита российского газа через Украину в ЕС, так и против строительства трубопроводов в обход Украины – все это звенья одной цепи**

**QUO VADIS, МЕЖДУМОРЬЕ, ЛИНИЯ КЕРЗОНА**

Основатель и директор ведущей американской частной разведывательно-аналитической компании в области геополитики Strategic Forecasting Inc. (Stratfor), которую в США называют «теневым ЦРУ», Дж. Фридман в своем выступлении в Чикагском совете по глобальным делам 4 февраля 2015 года разъяснил, что конечная цель США заключается в строительстве «Междуморья» – территории между Балтийским и Черным морями, «концепцию

которого придумал еще Пилсудский» (см. «Линия разграничения (или главная цель США в Европе)»).

Для США, по словам Фридмана, «первая цель – не допустить, чтобы немецкий капитал и немецкие технологии соединились с русскими природными ресурсами и рабочей силой в непобедимую комбинацию. ... США работают над этим уже целый век. ... Козырь США, бьющий такую комбинацию, – линия разграничения между Прибалтикой и Черным морем», препятствующая объединению России и Германии, которые, действуя вместе, становятся, по Фридману, «единственной силой, представляющей для США существенную угрозу». США необходимо создать «санитарный кордон», как определил американские задачи Фридман, вокруг России, с помощью которого можно будет держать в дальнейшем на коротком поводке Германию и весь Евросоюз.

В идею очередного «санитарного кордона» вокруг России (напомню, что первый «санитарный кордон» выстраивали вокруг советской России в начале 1920-х годов по так называемой «линии Керзона», см. «Линия Керзона»), похоже, замечательно вписывается проект Quo Vadis. Его набор модельных сценариев де-факто предусматривает заполнение зоны «Междуморья» поставками американского СПГ вместо вытесняемого оттуда за счет изменения системы регулирования российского сетевого газа, для которого создаются (де-факто административными методами) дополнительные барьеры на пути в Европу. Правда, «возможно, – по заявлению Д. Трампа (см. далее), – цены немного подрастут, но это ничего». А «рост благосостояния ЕС», видимо, будет рассчитываться без учета этого компонента – если проект Quo Vadis будет принят к реализации, вероятность чего сохраняется с приходом новой Еврокомиссии.

## АМЕРИКАНСКИЕ САНКЦИИ

Попытка вытеснения более дешевых российских поставок на периферию расширенного ЕС и замещение их более дорогим американским СПГ не только вписывается в развернутую в международных СМИ и в американской дипломатии антироссийскую кампанию, но и, скорее всего, является одним из ее ожидаемых результатов. Борьба США за европейский рынок газа обострилась с падением цен на нефть в 2014 году, когда по многочисленным расчетам американский СПГ стал здесь безусловно неконкурентоспособен по сравнению с российским газом (продаваемым в Европе преимущественно по ДСЭГК с нефтепродуктовой привязкой), особенно после девальвации рубля.

Автор в течение долгого времени пытается привлечь внимание международной аудитории к тому, что борьба Брюсселя, Вашингтона и Киева как за сохранение широкомасштабного транзита российского газа через Украину в ЕС, так и против инициированного Москвой строительства трубопроводов в обход Украины с севера («Северный поток» 1 и 2) и с юга (сначала «Южный», теперь «Турецкий поток»), – все это звенья одной цепи. Они в значительной степени инициированы стремлением США своими и чужими руками расчистить площадку для собственного СПГ в Европе. Вопреки дипломатической и политической риторике США, это совсем не трансатлантическая солидарность с ЕС и тем более с Украиной. Это всего лишь прагматическое решение внутренних американских экономических проблем: облегчение внешнеэкономической экспансии американского СПГ путем выстраивания административных барьеров на путях более дешевого российского сетевого газа в Европу, недопущение появления

более прямых и менее затратных путей для последнего на рынок ЕС. Цель – повышение конкурентоспособности американского СПГ в Европе (но если не получается выигрывать в честной конкурентной борьбе, то надо «насыпать битого стекла в кроссовки конкуренту») и создание тем самым новых рабочих мест в самих США.

**Понятно, почему «Северный поток-2» вызывает такую аллергию и стойкое неприятие со стороны американского истеблишмента – он еще более повышает конкурентоспособность российского трубопроводного газа в Европе по сравнению с СПГ из США**

Наиболее выпукло и неприкрыто этот последний тезис (America First!) артикулирован в тексте американского закона № 115–44 от 02.08.2017 «Противодействие противникам США посредством закона о санкциях». Причем в статье 257 «Энергетическая безопасность Украины» завершающий пункт 10 гласит, что «правительство США должно уделять первостепенное внимание экспорту американских энергоресурсов с целью создания новых рабочих мест в США (курсив – выделено мной, А. К.), помощи союзникам и партнерам США и укреплению внешней политики США».

Специальным пунктом в разделе 257 стоит также прямое противодействие строительству «Северного потока-2». Там сказано, что «официальной политикой США является ... продолжение противодействия трубопровод-

## ЛИНИЯ КЕРЗОНА



Источник: составлено автором

### «Линия Керзона» (англ. Curzon Line)

название условной линии (см. карту), которая была рекомендована 8 декабря 1919 г. Верховным Советом Антанты на Парижской мирной конференции в качестве восточной границы Польши и установлена в ноте министра иностранных дел Великобритании лорда Керзона российскому правительству от 12 июля 1920 г. С этого времени восточная граница Польши, установленная Декларацией от 8 декабря 1919 г., стала обычно именоваться «линией Керзона». Линия в основном соответствует этнографическому принципу: к западу от нее находились земли с преобладанием польского населения, к востоку – территории с преобладанием непольского (литовского, белорусского, украинского) населения. Современная граница между Беларусью, Украиной и Польшей примерно соответствует «линии Керзона». Значительная часть литературы интерпретирует «линию Керзона» как «санитарный кордон» (барьер) Запада против советской (тогда большевистской) России

ному проекту «Северный поток-2», принимая во внимание его разрушительное воздействие на энергобезопасность ЕС, развитие энергетического рынка в Центральной и Восточной Европе и энергетические реформы на Украине».

Раздел 232 «Санкции в отношении развития трубопроводов в Российской Федерации» целиком посвящен противодействию строительству экспортно ориентированных трубопроводов РФ.

В выступлении Президента США Д. Трампа во время его визита в Польшу в июле 2017 года (по дороге на саммит «Группы Двадцати» в Гамбурге) содержалась неприкрытая реклама американского СПГ и его преимуществ для Европы. Там он, как бы между делом, обронил ключевую фразу для понимания того (очевидного для меня и вышеперечисленных специалистов, оценивавших конкурентоспособность американского СПГ на рынке ЕС), как изменится благосостояние стран Евросоюза после прихода сюда сжиженного газа из США.

Выступая на саммите «Инициатива трех морей» 4 июля 2017 года в Варшаве (каковую «Инициативу...» один из чешских дипломатов сравнил с «великодержавной концепцией Пилсудского», той самой идеей «Междуморья»), Д. Трамп рекламировал поставки американского СПГ как часть своей новой политики «энергетического доминирования». Он заявил при этом: «США никогда не будут использовать энергию для оказания давления на ваши страны, и мы не позволим это делать другим. США твердо привержены открытым, справедливым и конкурентным рынкам для глобальной энергетической торговли. Америка будет верным и заслуживающим доверия партнером в экспорте наших высококачественных и недорогих (выделено мной – А. К.) энергоресурсов... и я надеюсь, что вы используете это в своих интересах, приобретая эти энергоресурсы».

Но в ходе совместной пресс-конференции с Президентом Польши А. Дудой в тот же день Президент США сказал те самые ключевые, на мой взгляд, – для понимания ситуации с американским СПГ в Европе – слова. Он повторил, что «Америка готова помочь Польше и другим европейским странам диверсифицировать энергетические поставки, чтобы вы никогда не чувствовали себя заложниками в руках одного поставщика». Затем он поздравил Польшу с приходом первого танкера с американским СПГ (он прибыл на терминал в Свиноустье 7 июля) и сказал, что «таких кораблей будет еще много». И произнес те самые ключевые слова: «Возможно, цены немного подрастут, но это ничего».

Итак, за удовольствие надо платить: хотите диверсифицироваться – уйти от зависимости от России к поставкам СПГ из США, – заплатите «страховую премию». Правда, Трамп не сказал при этом, что эта «страховая премия» необходима самим США, чтобы их СПГ мог быть конкурентоспособным (чтобы сбыт его был рентабельным) на европейском рынке.

## ДАТСКИЙ МАРШРУТ

Понятно, почему «Северный поток-2» вызывает такую аллергию и стойкое неприятие со стороны американского истеблишмента – он еще более повышает конкурентоспособность российского трубопроводного газа в Европе по сравнению с СПГ из США. Механизмы проти-

водействия ему применяются самые разные – и попытка внесения поправок в законодательство ЕС, направленных, по сути, именно против этого конкретного проекта (об этом довольно много и подробно написано), и затягивание с выдачей разрешений на строительство. Наиболее «интересной» в этой связи, на мой взгляд, является история с датским маршрутом.

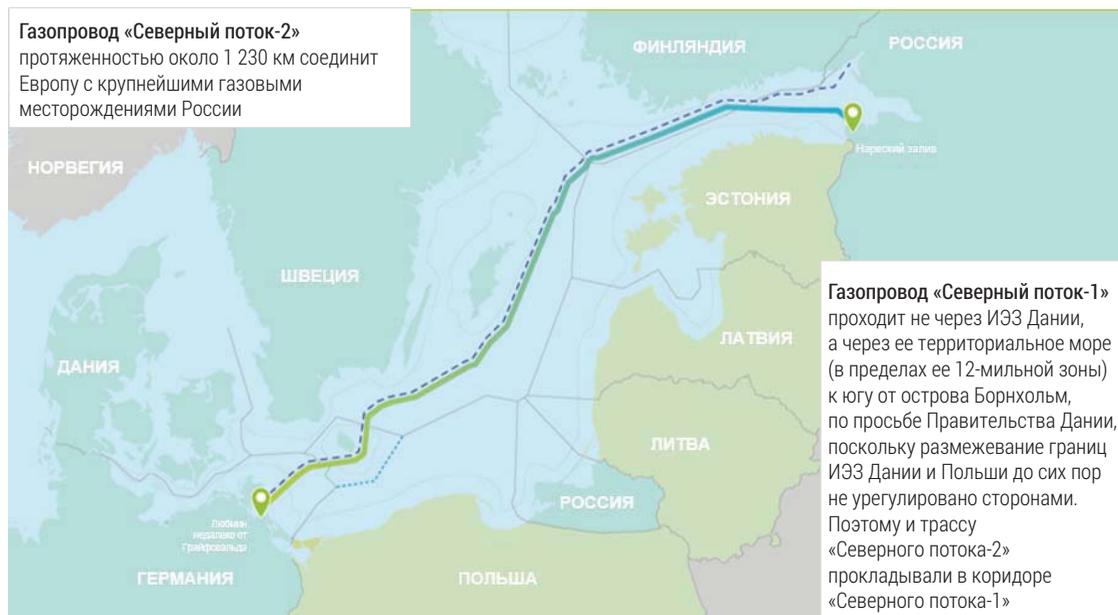
**Президент Трамп заявлял своим европейским партнерам о недопустимости сохранения ситуации, при которой США в рамках НАТО несут много больше расходы на защиту своих европейских партнеров от «российской военной угрозы»**

Трасса газопровода «Северный поток-2» (СП-2) должна пройти в том же коридоре в территориальных водах Дании, что и «Северный поток-1» (СП-1) (см. «СП-2 пройдет вдоль маршрута СП-1...»). Точнее, должна была бы, поскольку Дания пока все еще так и не выдала разрешение на прокладку трубы СП-2 именно в этом коридоре. Не будем повторять известные детали и перипетии – любознательный читатель легко сам найдет всю необходимую информацию в Интернете. Остановимся на том, что в публичном пространстве почему-то не присутствует.

Дания не выдает (пока) разрешение на прохождение трассы СП-2 в своих территориальных водах к югу от острова Борнхольм, несмотря на то, что трасса СП-1 была проложена именно там по просьбе самой Дании. Воды к северу от острова Борнхольм являются зоной активного международного судоходства, в отличие от пролива к югу от Дании, разделяющего эту страну с Польшей. Поэтому логично было вести трассу СП-1 именно к югу от острова. Но проблема была в том, что у Дании не урегулирован вопрос о разграничении ИЭЗ в акватории Балтики с Польшей. Поэтому она сама предложила проложить СП-1 не в своей ИЭЗ (акватория с неурегулированной границей, возможно возникновение правовых проблем), а в своих территориальных водах (в территориальном море – в 12-мильной прибрежной зоне). Что и было сделано. Теперь же неожиданно возникли проблемы с повторением схемы, в свое время предложенной самой датской стороной. Что изменилось?

СП-1 прокладывался в 2010–2011 годах (поставки газа по первой нитке газопровода начались в ноябре 2011 года, поставки по двум ниткам в коммерческом режиме – в октябре 2012-го), то есть до начала экспорта американского СПГ (февраль 2016 года). А СП-2 будет введен в эксплуатацию уже в период конкурентного противостояния СПГ из США с российским газом, каковую конкуренцию первый пока проигрывает. При этом СП-2 делает российский газ в Европе еще более конкурентоспособным. Отсюда задача – убрать конкурента американскому СПГ. Но датскими

## СП-2 ПРОЙДЕТ ВДОЛЬ МАРШРУТА СП-1 – ПОЧЕМУ ЖЕ У СП-2 ВОЗНИКЛА ПРОБЛЕМА С ДАНИЕЙ?



*Источник: С.Сердюков. «Северный поток-2»: газопровод для поставок природного газа в Европу. // Выступление на XI международной научной конференции «Энергетика XXI века: экономика, политика, экология» на тему «Необходимость энергетического диалога в условиях быстро меняющейся среды», Санкт-Петербург, 15.11.2018*

руками. Если не воспрепятствовал, то замедлив, насколько возможно, прокладку СП-2. Полагаю (хотя не смогу это доказать в суде), что следует усматривать взаимосвязь между этими событиями и ролью в них (в качестве как минимум активного связующего звена) Андерса Фог Расмуссена, бывшего в 2001–2009 годах премьер-министром Дании, в 2009–2014 годах – генсеком НАТО, а с 27 мая 2016 года занимающего должность советника Президента Украины.

Но НАТО играет и более явную роль в продвижении американских интересов в Европе.

### САММИТ НАТО В БРЮССЕЛЕ

Президент Трамп прямо и недвусмысленно заявлял своим европейским партнерам на июльском (2018 г.) саммите НАТО в Брюсселе о недопустимости сохранения ситуации, при которой США в рамках НАТО несут много больше – и в абсолютном, и в процентном по отношению к ВВП объеме – расходы на защиту своих европейских партнеров от «российской военной угрозы». А тем временем европейские участники НАТО в массе своей не только «экономят» на военных расходах (значительная часть которых идет на закупки американских вооружений), но и поддерживают «потенциального агрессора» (то есть Россию), закупая у нашей страны в огромных количествах энергоресурсы, в частности, трубопроводный газ. А надо закупать американский сжиженный. А то, что он обойдется европейцам дороже, «так это ничего».

Особой критике со стороны Трампа подверглась Германия, в частности, за ее поддержку строительства СП-2.

При этом американский президент последовательно развивал тему незначительных расходов стран ЕС на оборону (менее согласованных в НАТО – 2% от ВВП) и высокой зависимости от российских нефти и газа. Тем самым, по мысли Трампа, Берлин пополняет бюджетные доходы России, от которой США защищают страны ЕС.

«Германия полностью контролируется Россией. После строительства нового трубопровода (СП-2 – А. К.) более 70% поставок природного газа будут поступать из России, – заявил Трамп во время встречи с генеральным секретарем НАТО Йенсом Столтенбергом 11 июля. – Мы должны защищать вас, а вы отдаете миллиарды долларов России. Германия находится у нее в заложниках».

Трамп также отметил: «Как вы можете быть вместе, когда одна страна получает свою энергию из страны, против которой вы хотите защититься?.. Они просто делают Россию богаче».

«Что касается расходов на оборону, Германия просто платит чуть более 1%, – заметил Трамп, – в то время как США платят 4,2% с гораздо большего ВВП». Он также возмущался: «Бывший канцлер Германии является главой трубопроводной компании, поставляющей газ... Вы ответьте мне, это уместно?»

И в итоге Трамп завершил упреки в адрес России и Германии очередным тезисом из серии America First: «Это продолжается уже несколько десятилетий, это происходило и раньше, но другие президенты никогда ничего не делали ... Но я ... считаю, что это очень несправедливо по отношению к нашей стране, это очень несправедливо по отношению к нашему налогоплательщику».

Дональд Трамп и в преддверие саммита НАТО выступил с критикой в адрес Германии, которая «хочет быть защищенной от России, однако при этом платит ей миллиарды долларов за газ и нефть», обращаясь к американским избирателям/налогоплательщикам. На предвыборном мероприятии в Монтане (США) 5 июля он заявил: «Они (Германия – А. К.) заключили сделку по нефти и газу с Россией, они платят миллиарды и миллиарды долларов России. Итак, они хотят, чтобы их защищали от России, но они платят миллиарды долларов России».

Итак, НАТО – это еще один инструмент защиты американских интересов, в том числе в Европе, в том числе в энергетической сфере.

## САММИТ США – ЕС И АМЕРИКАНСКИЙ СПГ

25 июля 2018 года в Вашингтоне состоялся саммит США – ЕС, на котором президент Трамп и президент Юнкер согласились наращивать стратегическое сотрудничество в энергетической сфере. При этом, случайно или нет, фразеология в отношении материализации этого сотрудничества претерпела заметное изменение – в сторону ужесточения обязательств ЕС – всего в течение двух недель после саммита. Причем со стороны ЕС.

**Если ЕС берет на себя обязательства закупать американский СПГ, то как будут вестись его закупки и реализация? Означают ли достигнутые договоренности, что закупки американского СПГ будут все же осуществляться на коммерческой основе?**

В Совместном заявлении США – ЕС по итогам визита президента Юнкера в Белый дом от 25 июля сказано, что «Европейский союз *хочет* (выделено мной – А. К.) импортировать больше СПГ из США, чтобы диверсифицировать свое энергоснабжение». Однако в пресс-релизе Еврокомиссии «Совместное заявление ЕС – США от 25 июля: импорт Европейским союзом СПГ США растет» от 9 августа уже говорится, что «Европейский Союз *будет* (выделено мной – А. К.) импортировать больше СПГ из США, чтобы диверсифицировать свое энергоснабжение и сделать его более надежным (безопасным)».

Было сказано также, что «ЕС и США будут работать над содействием торговле СПГ». В частности, «в дополнение к существующим 150 млрд м<sup>3</sup> в год незадействованных (свободных) мощностей регазификационных приемных терминалов СПГ в ЕС, ЕС поддерживает создание еще 14 проектов СПГ, которые добавят еще 15 млрд м<sup>3</sup> в год мощностей приемных терминалов СПГ в ЕС к 2021 году, которые будут открыты для приема СПГ США,

если рыночные условия и уровень цен будут тому способствовать».

Кстати говоря, суммирование данных (приведенных в приложении к этому пресс-релизу Еврокомиссии) по девяти реализуемым из 14 упомянутых СПГ-проектов, в софинансировании которых ЕС принимал участие (остальные 5 из 14 были введены в эксплуатацию в период 2013–2017 годов), дал мне в сумме не 15, а 21,9 млрд м<sup>3</sup> в год дополнительных мощностей, то есть почти в полтора раза большую цифру.

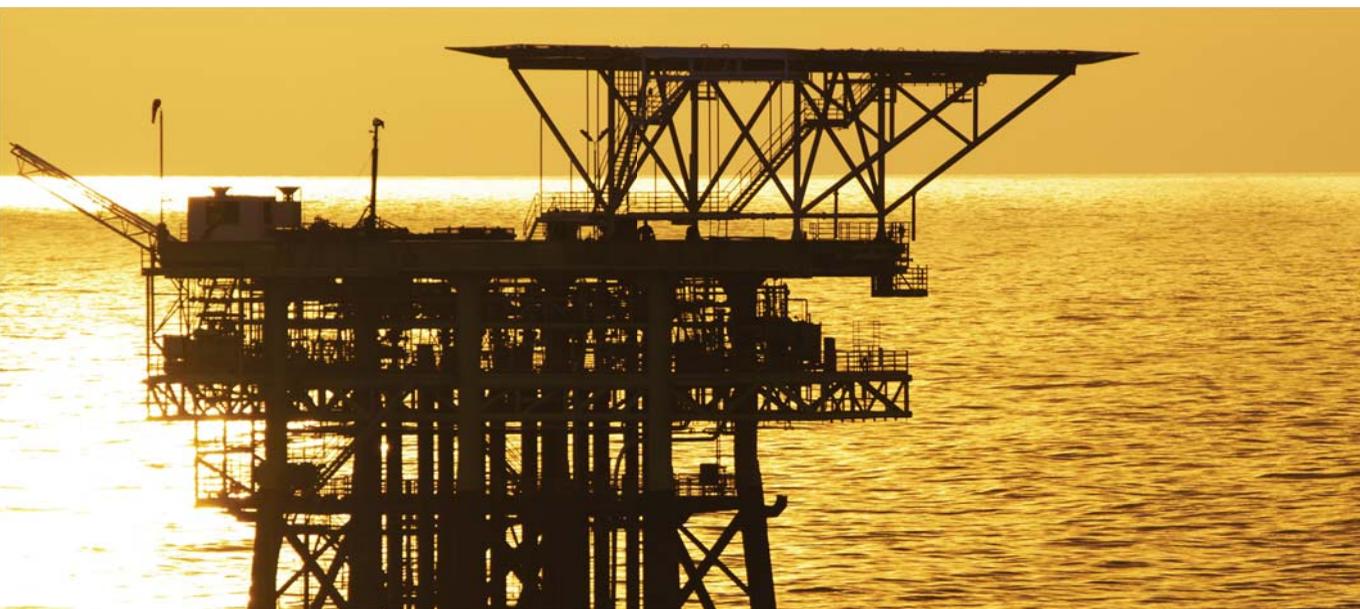
Так, ЕС в рамках четырех своих программ финансовой поддержки уже потратил или зарезервировал в рамках софинансирования этих проектов СПГ и сопутствующей инфраструктуры около 650 млн евро. США, в свою очередь, должны облегчить правила регулирования для экспорта СПГ, поскольку американское законодательство требует предварительного согласия Министерства энергетики для экспорта СПГ в Европу.

На саммите Трамп и Юнкер сформировали Рабочую группу высокого уровня, состоящую из их ближайших помощников, в рамках которой началась работа «по увеличению экспорта СПГ США в Европу».

Однако сразу возникает ряд вопросов. Если ЕС в той или иной форме берет на себя обязательства закупать американский СПГ (с учетом того, что он может продолжать оставаться дороже не только российского газа, но и, что очевидно, будет дороже, например, катарского СПГ), то как будут вестись его закупки и реализация? Означают ли достигнутые договоренности, что закупки американского СПГ будут все же осуществляться на коммерческой основе? То есть определять, на какой рынок поставлять американский СПГ, будут компании, его закупившие на заводах в США, как правило, на условиях FOB (например, в портфель). Это совсем не обязательно означает, что пунктом конечного назначения станет один из европейских приемных терминалов СПГ. Ведь к тому же этот терминал может оказаться всего лишь перегрузочным.

Или схема реализации этих договоренностей (что ЕС *будет* импортировать больше СПГ из США) может оказаться аналогичной схеме возврата госсубсидий на форсированное развитие возобновляемой энергетики в ЕС? Напомню, что электроэнергия, полученная на основе ВИЭ, была законодательно объявлена в ЕС «обязательной для потребления» (must-run electricity). Это обеспечивает гарантии ее реализации (и получения выручки) в объеме 100%-й загрузки генерирующих мощностей. Тем самым административными методами повышается рентабельность операций с ВИЭ.

Означает ли это, что, по аналогии, может быть административно предписана преимущественная регазификация СПГ из США и 100%-я загрузка регазификационных терминалов в случае прихода на разгрузку танкеров-метановозов из США с обязательством неукоснительной сдачи СПГ в газотранспортную систему после регазификации? То есть фактически речь может идти об установлении режима преимущественного потребления американского сжиженного газа в Евросоюзе. Что, однако, будет противоречить правилам ВТО... ❗



# Светлое будущее «черного золота»

## О последних научных достижениях отечественной нефтяной отрасли

СЕРГЕЙ ТИХОЦКИЙ

Директор Института физики Земли

Зачем нефтепродукты нужны на АЭС, что мешает нам покорить Арктику, какие белые масла делают из «черного золота», как цифровые технологии можно использовать в нефтедобыче и что российская нефтяная промышленность может противопоставить санкциям...

### ЛЕГКИХ ПУТЕЙ НЕ БУДЕТ

В 2018 году объем добываемой Россией нефти достиг 555,84 млн тонн, увеличившись на 10 млн тонн (1,6%) по сравнению с 2017 годом, при этом на экспорт отправилось 257,67 млн тонн. Согласно прогнозу министра энергетики РФ Александра Новака, в 2019 году планируется добыча 555–556 млн тонн нефти, но с учетом сокращения объемов добычи по соглашению с ОПЕК она, скорее всего, составит около 552 млн тонн. Впрочем, в январе текущего года показатели уже выросли на 3,9% по сравнению

с аналогичным периодом прошлого года и составили 48,113 млн тонн – такие данные приводило Центральное диспетчерское управление ТЭК.

При этом специалисты по нефтяной отрасли сходятся во мнении: эпоха «легкой нефти» закончилась – месторождения, дающие относительно простой доступ к нефти, истощаются и все больше запасов «черного золота» находится в труднодоступных местах. Необходимость технологического прорыва для дальнейшего развития обусловлена не только этим, но и общим, направленным на построение циф-

ровой экономики, курсом развития России. К тому же нельзя забывать о больших вызовах – проблемах, обозначенных в Стратегии научно-технологического развития России, стоящих перед Россией и перед всем миром. Среди больших вызовов есть и необходимость развития новых источников энергии, и освоение территории нашей страны, и снижение антропогенной нагрузки на природу – чем не задачи для нефтяной отрасли?

**Среди больших вызовов есть и необходимость развития новых источников энергии, и освоение территории нашей страны, и снижение антропогенной нагрузки на природу – чем не задачи для нефтяной отрасли?**

Об этом заявил в послании Федеральному собранию и Владимир Путин. По мнению президента, для реорганизации производства нефтяной отрасли необходимо создавать собственные цифровые платформы, а также ключевые технологии и решения, в том числе для освоения Арктики и морского шельфа, для создания новых систем в энергетике.

## **ЗАБУРИТЬСЯ В НАУКУ, ПОЙТИ НА РАЗРЫВ**

Понимая, что нефть в известных нам месторождениях не вечна, а продавать ее как простое сырье невыгодно, российские корпорации переключают свое внимание на высокотехнологичные подходы к добыче и переработке «черного золота». Для этой цели в научно-проектном комплексе одной только «Роснефти» работает целых 28 исследовательских институтов. Сегодня там разрабатываются новые технологии для улучшения всех стадий процесса: от бурения скважин до создания новых продуктов на основе нефтяного сырья.

Среди современных российских технологий – методы бурения многозбойных (то есть с несколькими подземными ветвями) скважин, например, с закачкой в бурильный инструмент азота, как на Юрубчено-Тохомском месторождении. Благодаря им можно в шесть раз увеличить протяженность вскрытия нефтяного пласта и выкачать те запасы, которые недоступны при добыче обычными методами. А рассчитать и спроектировать гидравлический разрыв пласта поможет программный комплекс «РН-ГРИД».

Но цифровые технологии входят в жизнь нефтяников не только на этапе планирования разрыва. К обычному оборудованию добавляются цифровые близнецы – виртуальные копии изделий, которые помогают протестировать их, увидеть недостатки конструкции,

учитывая мельчайшие детали (вплоть до различий производственной линии), смоделировать их работу, предотвратить поломки и увеличить производительность техники. И это только начало: в огромных корпорациях компьютеры помогают подбирать персонал, управлять процессами и эффективностью, планировать перевозки.

«Я ожидаю, что реализуемые сегодня в компании программы «цифровое месторождение», «цифровой завод», «цифровая цепочка поставок», «цифровая АЭС» позволят перейти на качественно новый уровень управления бизнес-процессами, повысить надежность и экономичность производств, сократить потери», – отмечает глава «Роснефти» Игорь Сечин.

## **БЕЛЫЕ МАСЛА ИЗ «ЧЕРНОГО ЗОЛОТА»**

Белыми (вазелиновыми, парафиновыми) маслами называют нафтенно-парафиновые углеводороды без примесей в виде ароматических соединений и смол. Такие масла более инертны, хотя хуже смазывают и легче окисляются, чем другие масла на основе нефтепродуктов. На их базе можно создавать масла премиального класса для химической, текстильной, пищевой промышленности, медицины и косметологии.

**Российским ученым из ООО «РН-ЦИР» удалось подобрать комбинации сырья, параметров и катализаторов для производства белых масел с настраиваемой вязкостью и другими особенностями вторым способом (очистением серным ангидридом**

Получают белые масла двумя основными способами: очистением (дымящей серной кислотой или серным ангидридом) или гидрированием нефтяных фракций в присутствии катализатора. Российским ученым из ООО «РН-ЦИР» удалось подобрать комбинации сырья, параметров и катализаторов для производства белых масел с настраиваемой вязкостью и другими особенностями вторым способом. Эти образцы масел и их эмульсии не уступают зарубежным аналогам. Новая опытно-промышленная установка «Роснефти» сможет производить 700 тонн белых масел в год.

Еще одно российское достижение в нефтепереработке – огнестойкое масло теплотехнического института, которое может выдержать экстремально высокие температуры на энергоблоках АЭС. Так что не надо говорить, что нефть – это только тепловые энергетические станции, постоянные выбросы которых вредны для экологии. По своим характеристикам огнестойкое масло превзошло зарубежные

аналоги. Кроме того, в отличие от них, отечественное масло не содержит ксеноленов – канцерогенных веществ из каменного угля.

## ЗИМА БЛИЗКО

Наконец, Россию интересует и Арктика с ее огромными ресурсами. Только разведанные запасы нефти арктического шельфа оцениваются в 7,7 млрд тонн. Однако эти ресурсы еще не исчерпаны не случайно: вдобавок к тому, что добычу нефти на арктическом шельфе организовать технологически сложнее, чем на суше, суровый климат этих регионов мешает работать и людям, и технике. Масла и топливо густеют при низкой температуре, из-за чего двигатели глохнут, а между деталями увеличивается трение.

**Сгладить наш путь в Арктику стремятся специалисты ООО «РН-ЦИР» и ООО «РН-Смазочные материалы», которым удалось создать моторные масла на низкозастывающей основе**

Осложняет дело и то, что российский буровой флот был утрачен после 1991 года, кроме того, наша страна не была оснащена оборудованием для морской добычи до 2000-х годов, так как нефти хватало и на суше. А всего лишь через полтора десятилетия технологии ТЭК, лежащие в основе нашей экономики, оказались под санкция-

ми, так что сегодня России нужно разрабатывать их самостоятельно.

Сгладить наш путь в Арктику стремятся специалисты ООО «РН-ЦИР» и ООО «РН-Смазочные материалы», которым удалось создать моторные масла на низкозастывающей основе. Такие масла могут обеспечить исправную работу машин и механизмов при температуре до минус 60°C. Основа этих смазок – упомянутые выше белые масла. Уже в ближайшие два года в России произведут 10 тыс. тонн новых масел, которые обойдутся нам вдвое дешевле зарубежных аналогов. В 2022 году, учитывая активную разработку арктических месторождений, спрос на них должен возрасти до 40 тыс. тонн в год. Так технология замыкается в кольцо: новый российский нефтепродукт поможет добывать российскую нефть. И на этом специалисты останавливаться не собираются.

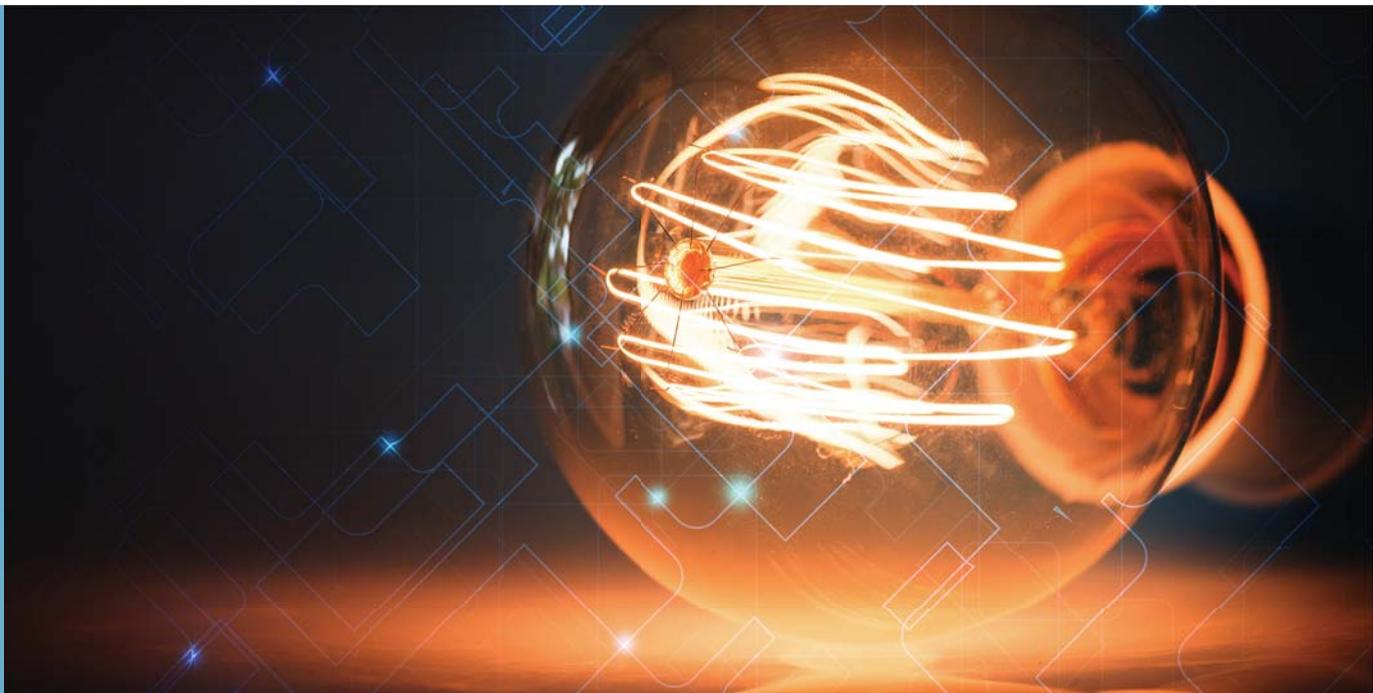
«Технологические вызовы являются ключевыми как для нефтяной отрасли, так и для энергетики в целом, – уверен Игорь Сечин. – Ровно год назад Совет директоров утвердил стратегию развития «Роснефть-2022». Она ориентирует компанию на качественное изменение, в первую очередь, за счет активного внедрения новых технологий во всех сферах деятельности: от разведки и добычи до переработки и сбыта. Перед «Роснефтью» стоит задача, сохранив лидерство по удельным затратам в добыче, увеличить маржинальность по всей цепочке создания стоимости».

Эти изменения в нефтедобыче при правильном подходе могут дать больше, чем просто нефть по меньшей себестоимости: ресурс может исчерпаться, но развитая промышленность и технологии станут основой более сбалансированной экономики страны. 📄



Доступная аналитика  
высочайшего качества

[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)



# Дорожная карта на пути к инновациям

АЛЕКСАНДР ГЕРАСИМЕНКО

Генеральный директор ООО «Инновационная Сервисная Компания «ПетроИнжиниринг»

Президент России Владимир Путин поручил к 2024 году увеличить долю инновационных предприятий до 50% от общего числа. За шесть лет их количество должно вырасти в шесть раз. Для достижения этой цели наверняка будет совершенствоваться государственная политика стимулирования инноваций, которая на сегодняшний момент носит несистемный характер. Как российской нефтесервисной организации стать на инновационные рельсы и не потерять ориентиры?

## НЕФТЕГАЗ ОТСТАЕТ

На протяжении многих лет нефтегазовый комплекс служит одним из ключевых драйверов экономики страны. По итогам 2018 года, согласно предварительным подсчетам, добыто 553 млн тонн нефти, а объемы инвестиций в отрасль достигли 190 млрд рублей.

Правительством подготовлен пакет стимулирующих мер, который включает налоговые льготы компаниям,

ряд программ поддержки с целью увеличения коэффициента нефтеизвлечения и вовлечения в разработку сложных месторождений с низкими показателями рентабельности.

Казалось бы, созданы все условия для укрепления конкурентных позиций российских компаний, в частности нефтесервисных, прямыми конкурентами которых являются крупные иностранные игроки. Однако на практике названных мер недостаточно для включения в новую

инновационную экономику. Движение вперед сдерживает серьезный стоп-фактор – технологическое отставание, преодолеть которое в рамках стандартных программ на сегодняшний день невозможно.

## ПО-СТАРОМУ НЕЛЬЗЯ

Названное технологическое отставание не возникло одновременно, это закономерное следствие развития отрасли и наращивания оборотов бизнеса. На сегодняшний день степень выработанности месторождений с низкой себестоимостью добычи приблизилась к максимуму. И их доля в общем объеме сервисных работ в ближайшие годы будет падать, поскольку все больше компаний начинают разрабатывать участки со сложными горно-геологическими условиями. Именно в них заключены основные запасы, которые будут активно осваиваться в период до 2035 года. Если разработка будет отложена, то показатели добычи в масштабах страны могут упасть на 44% за ближайшие 15–17 лет.

Таким образом, отрасль пришла к закономерному этапу, когда добыча нефти становится все более высокотехнологичной и все более дорогой. В этой связи растет роль нефтесервисных компаний, которые должны работать на передовом крае инноваций, вкладывать средства в новые технологии и системы, повышать эффективность операций и формировать интегрированное предложение для заказчиков.

**На протяжении многих лет нефтегазовый комплекс служит одним из ключевых драйверов экономики страны. По итогам 2018 года, согласно предварительным подсчетам, добыто 553 млн тонн нефти, а объемы инвестиций в отрасль достигли 190 млрд рублей**

В теории все выглядит логичным и экономически обоснованным, однако на практике далеко не все российские нефтесервисные игроки могут позволить себе быть на пике инноваций. Более того, имеющийся потенциал сегодня уже недостаточен для того, чтобы развивать деятельность и конкурировать с иностранцами, которые масштабно осваивают российский нефтесервисный рынок и уже прочно обосновались в наиболее сложных нишах, например, в морском бурении, на шельфовых объектах.

Серьезный барьер на пути к инновациям – недостаток финансирования. И речь идет не только о целевых программах, но и о развитии технологического потенциала в целом. Вложения в инновации характеризуются высоким риском. Более того, сегодня не существует никакого глобального рынка инноваций в общепринятом смысле, где можно купить недостающую стране или отрасли

технологии. Проблема гораздо глубже. Инновационная экономика меняет саму структуру бизнес-процессов, и на этом поле каждая компания, по сути, выступает сама за себя. Это похоже на игру в рулетку, где ставки высоки, а вероятностью выигрыша невозможно управлять.

**На сегодняшний день степень выработанности месторождений с низкой себестоимостью добычи приблизилась к максимуму. Их доля в общем объеме сервисных работ в ближайшие годы будет падать**

## ИНВЕСТИЦИИ В НИОКР

На сегодняшний день инновационная компания в России должна соответствовать целому ряду требований. Во-первых, инвестировать значительные средства в НИОКР и, как правило, не в покупку готовых проектов, а в фундаментальную науку, в масштабные исследования и тестирование гипотез. Например, бурение в сложных горно-геологических условиях требует новых технологий обустройства скважин, новых материалов цементирования, бурового оборудования для прохождения нетипично расположенных тел полезных ископаемых или крепких высокоабразивных пород.

Появляются новые требования к инженерам, которым необходимо иначе планировать этапы работ, рассчитывать сроки и скорости производства, учитывать аномальные показатели (давление пласта, температурный режим до 135°C, сейсмическую активность и т.д.). Вот далеко не полный перечень проблемных секторов, где требуется не просто новый, а инновационный подход. То есть необходимость делать так, как до этого не делал никто.

Во-вторых, компании необходимо производить новое оборудование и комплектующие, а также внедрять передовые технологии в свои бизнес-процессы. И здесь к финансовым рискам добавляются производственные. Сегодня в отрасли уже есть примеры, когда нефтесервисные компании открывают собственные производства PDC-долот и делают продукцию по новой технологии, позволяющей сохранять высокие показатели скорости и качества бурения на сложных участках. А также занимаются мелкосерийным выпуском, чтобы иметь возможность вносить изменения в модели долот исходя из конкретных условий скважины и требований заказчика.

В последнее время на рынке появились буровые составы для закачки в пласт и цементирующие растворы, созданные российскими специалистами по заказу нефтесервисных компаний. Это составы нового поколения, обладающие уникальными свойствами. Например, они способны обеспечить лучшую смачиваемость горной породы углеводородами для улучшения притока нефти в скважину.

## НОВЫЙ СОФТ

Говоря о новых продуктах и производстве, мы имеем в виду не только реальный сектор, но и разработку софта – программного обеспечения, соответствующего проектным задачам и возможностям современного оборудования. В частности, Научно-исследовательским и испытательным центром «Недра-тест» при содействии РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина и ИСК «ПетроИнжиниринг» было создано ПО, позволяющее анализировать параметры бурового раствора. Для российского рынка эта разработка уникальна, поскольку отечественных аналогов софта для «полевых» инженеров до этого не существовало, такие программы были только у иностранных компаний. Программа производит расчеты по различным методикам, а также предлагает варианты подготовки исходных данных – такого функционала у зарубежных конкурентов еще нет.

**Серьезный барьер на пути к инновациям – недостаток финансирования. И речь идет не только о целевых программах, но и о развитии технологического потенциала в целом**

Новое ПО уже дало возможность эффективно разработать сложные участки месторождений. Так, в Самарской области была пробурена скважина с аномально низким пластовым давлением, в Ямало-Ненецком автономном округе построено более десяти скважин протяженностью свыше 1 тыс. метров, в Ханты-Мансийском АО пробурены скважины с интервалом горизонтального участка более 2 тыс. метров.

## СЛОЖНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Несмотря на большой потенциал, такие прецеденты на рынке единичны. Создание и производство инновационного оборудования, программного обеспечения и материалов – затратный проект с отложенными сроками окупаемости. Многие игроки просто не могут позволить себе развивать подобные направления.

В этой связи складывается довольно сложная ситуация, когда, с одной стороны, компания должна конкурировать с иностранными коллегами, цены которых зачастую балансируют на грани рентабельности (большой международный портфель проектов позволяет им делать это без ущерба для бизнеса), с другой стороны, российской компании необходимо делать масштабные инвестиции в инновационную составляющую. Причем речь идет уже не о целях долгосрочного развития на период 5–10 лет, а о сохранении текущих позиций в отрасли, где уже нельзя работать со старым оборудо-

ванием и технологиями в силу объективных факторов развития (главные из которых – усложнение и удорожание процессов бурения).

## КАДРОВЫЕ РИСКИ

Третье условие, обязательное для российской инновационной компании, – эффективное решение кадрового вопроса. Можно бесконечно говорить об инвестициях и создании новых технологий, однако их реальными проводниками на микроуровне являются люди.

И здесь возникает сразу две комплексные проблемы. Первая – необходимость переподготовки персонала: от высшего инженерного состава и менеджмента до рабочих бригад. Эта задача приобретает особую важность в связи с новой спецификой отрасли – переходом к разработке месторождений со сложными горно-геологическими условиями. На таких объектах вместо традиционных вертикальных скважин бурятся горизонтальные, там необходимы принципиально новые точки контроля этапов прохождения работ, предъявляются более строгие требования к безопасности персонала и т.д.

Вторая проблема связана с инерцией восприятия сотрудниками новых схем работы. И здесь возникает целый комплекс рисков – от прямого саботажа со стороны команд (как менеджерских, так и рабочих) до размывания сроков реализации проектов (для чего обязательно найдутся «объективные» причины, ведь мы говорим об инновациях). Вполне понятно, что сотрудники испытывают стресс от масштабных нововведений. Однако если в пределах офисов эту проблему можно локализовать усилиями HR-специалистов, то непосредственно на объекте, где годами работают бригады и инженеры высокой квалификации, ситуация может приобрести катастрофический характер и создать бизнесу прямые убытки.

Для профессиональной переподготовки кадров организуются совместные проекты с профильными вузами. Например, ИСК «ПетроИнжиниринг» совместно с Уфимским государственным нефтяным техническим университетом создал обучающий курс «Крепление скважин», который рассчитан как на инженерно-технический персонал, так и на работников бригад на местах. Программа разработана на основе профессиональных стандартов и сочетает в себе теорию и практику работы с использованием новых технологий, оборудования и с учетом иностранного опыта. В процессе обучения специалисты также знакомятся с новым программным обеспечением и обновляют знания о действиях в случае возникновения нестандартных ситуаций. По завершении курса сдается экзамен и выставляется оценка.

Что касается проблемы саботирования персоналом процессов внедрения инноваций, то для ее решения на сегодняшний день не существует универсального инструментария. Есть несколько рабочих подходов:

- ◆ поэтапное внедрение нового;
- ◆ комплексное информирование сотрудников о задачах и преимуществах такого внедрения;
- ◆ личная коммуникация с ключевыми специалистами на всех уровнях (от топ-менеджмента до проектных групп);

- ◆ создание позитивного образа перемен с помощью PR-механик;
- ◆ повышение вовлеченности персонала через HR-инструменты и принципы корпоративной культуры;
- ◆ своевременное обновление кадрового состава и т.д.

Каждая компания использует эти инструменты исходя из своей внутренней специфики, постоянно тестируя их эффективность. Это большая внутренняя работа, которая также требует значительных ресурсов – как кадровых, так и финансовых.

## КУРС НА ИНТЕГРАЦИЮ

Инновационная компания сегодня – это не только технологии, инвестиции, выстроенные бизнес-процессы, профессиональная команда и востребованная рынком продукция, но и высокий уровень гибкости относительно клиентских задач, достичь которого позволяет широкий ассортимент услуг. Например, заказчикам в нефтяной отрасли сегодня нужны компании-интеграторы, которые способны обеспечить весь комплекс работ и гарантировать качество на каждом этапе. Владельцы месторождений готовы за это не только платить рыночную цену, но и акцептовать более высокие тарифы, если за ними стоит действительно актуальная услуга.

Соответственно, компания-исполнитель должна осуществлять деятельность сразу в нескольких сегментах нефтесервисного рынка, а в идеале – быть интегратором на 100%. В частности, она должна:

- ◆ предоставлять оборудование под задачи заказчика;
- ◆ обеспечивать инженерное сопровождение и контроль, а также выполнение обновленных нормативов работ (то есть делать все быстрее, эффективнее и качественнее, чем три-пять лет назад);
- ◆ поставлять материалы (буровые растворы, цементирующие составы);
- ◆ осуществлять телеметрическое сопровождение наклонно-направленного бурения;
- ◆ предоставлять сервис по ремонту, доставке и замене запчастей (в частности, буровых долот);
- ◆ иметь собственную научно-исследовательскую лабораторию, производственные мощности, сеть филиалов и инженерных сервисных центров рядом с месторождениями заказчиков по всей стране и т.д.

## НОВЫЕ УСЛУГИ

Список клиентских требований довольно большой, и с каждым годом он пополняется. Для обеспечения конкурентных преимуществ компании, со своей стороны, наращивают сервисную составляющую, предлагая заказчикам новые услуги. Так, например, ИСК «Петройнжиниринг» создала Центр проектирования и сопровождения бурения. Его специалисты осуществляют дополнительный дистанционный контроль за бурением скважины – ежедневно, в круглосуточном режиме. Сбор и передачу сведений о технологических параметрах бурения производит система

удаленного мониторинга, находящаяся под одновременным контролем минимум трех инженеров высокой квалификации.

На основе получаемых данных оперативно корректируется траектория ствола скважины, решаются технологические вопросы, блокируются нештатные ситуации. Например, в 2018 году при бурении одной из скважин датчики зафиксировали рост давления и веса буровой колонны. Причиной стало зашламование ствола скважины, что могло привести к аварии на объекте. Однако наличие системы мониторинга позволило оперативно проинформировать заказчика, и он принял экстренные меры.

**Инновационная компания сегодня – это не только технологии, инвестиции, выстроенные бизнес-процессы, профессиональная команда и востребованная рынком продукция, но и высокий уровень гибкости относительно клиентских задач**

## ВРЕМЯ СИЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ

Сегодня параметры ведения бизнеса во всем мире меняются с высокой скоростью. И это следствие объективных факторов развития. В случае с нефтесервисом это выражается в усложнении процесса разработки месторождений и повышении себестоимости добычи. При этом глубина скважин, а значит, и затраты на их бурение, также возрастают. В США и Канаде средняя глубина скважины составляет 1200–2000 метров, и это не предел. В нашей стране показатель уже достиг 3500 метров. В таких условиях роль нефтесервисных компаний в процессе добычи возрастает. Но закономерное увеличение объемов работ не приводит к повышению рентабельности бизнеса, поскольку обеспечивается значительными вложениями в инновации и расширение пакета сервисных услуг. Очевидно, что для выживания игрокам рынка необходимы решения, выходящие за рамки привычных бизнес-процессов. Безусловно, они должны быть поддержаны инвестициями (как частными, так и государственными), производственной базой. Однако важно понимать, что всё перечисленное является необходимым, но недостаточным условием для встраивания российских компаний в новый глобальный рынок. В дополнение к этому требуются сильные бизнес-решения, максимально новаторские по своему качеству и производимому эффекту. Именно в этом состоит суть инноваций, которые сегодня становятся не только движущей силой, но и фундаментом новой мировой экономики. 



# Инвестиционные циклы индустрии СПГ, или Почему не наступит LNG glut?

МАРИЯ БЕЛОВА

Директор по исследованиям

ЕКАТЕРИНА КОЛБИКОВА

Консультант

ИВАН ТИМОНИН

Младший аналитик

(VYGON Consulting)

В экспертном сообществе бытует мнение, что рынок сжиженного природного газа разбалансируется с вводом в эксплуатацию очередной волны новых заводов СПГ после 2020 года и в долгосрочной перспективе мы будем наблюдать стабильный избыток предложения. Эти опасения объясняются тем, что сегодня на стадии строительства находится 93 млн тонн мощностей по сжижению газа, а в 2019–2020 годах ожидается принятие серии решений (final investment decision, FID) по запуску новых проектов. Однако принимая в расчет отказы и отсрочки строительства новых заводов, дефицит танкеров, а также инвестиционные циклы в СПГ индустрии, мы убеждены, что рынок сжиженного газа в 2022–2023 годах сбалансируется.

## СПГ-ИНДУСТРИЯ ПОД ВЛИЯНИЕМ ЦЕН

Рынкам энергоресурсов, в частности газовому, исторически присуще циклическое развитие. На принятие инвестиционных решений по добыче газа и строительству заводов СПГ значительное влияние оказывает ценовая конъюнктура. В 2010–2014 годах интерес инвесторов к сжиженному природному газу серьезно вырос вследствие формирования значительной ценовой премии на азиатских рынках. В результате сегодня наблюдается масштабная стройка – происходит сооружение заводов производительностью 93 млн тонн СПГ в год. В силу этого средняя загрузка заводов по сжижению газа в текущем десятилетии опустилась до минимальных исторических значений – в среднем 86%, по сравнению с 90% в предыдущей декаде.

Однако с падением цен на газ в начале 2015 года нефтегазовые компании начали активно сокращать свои инвестиционные программы, в результате 20 проектов СПГ мощностью 184 млн тонн были отменены, в основном в Канаде, США и Австралии. В 2015–2018 годах сроки реализации 42 проектов были перенесены, при этом в отношении только половины из них планируется принятие окончательных инвестиционных решений в ближайшие два года, судьба остальных до сих пор не определена.

В 2017–2018 годах лишь несколько инициатив по строительству мощностей по сжижению газа суммарной производительностью 9,7 млн тонн дошли до стадии принятия

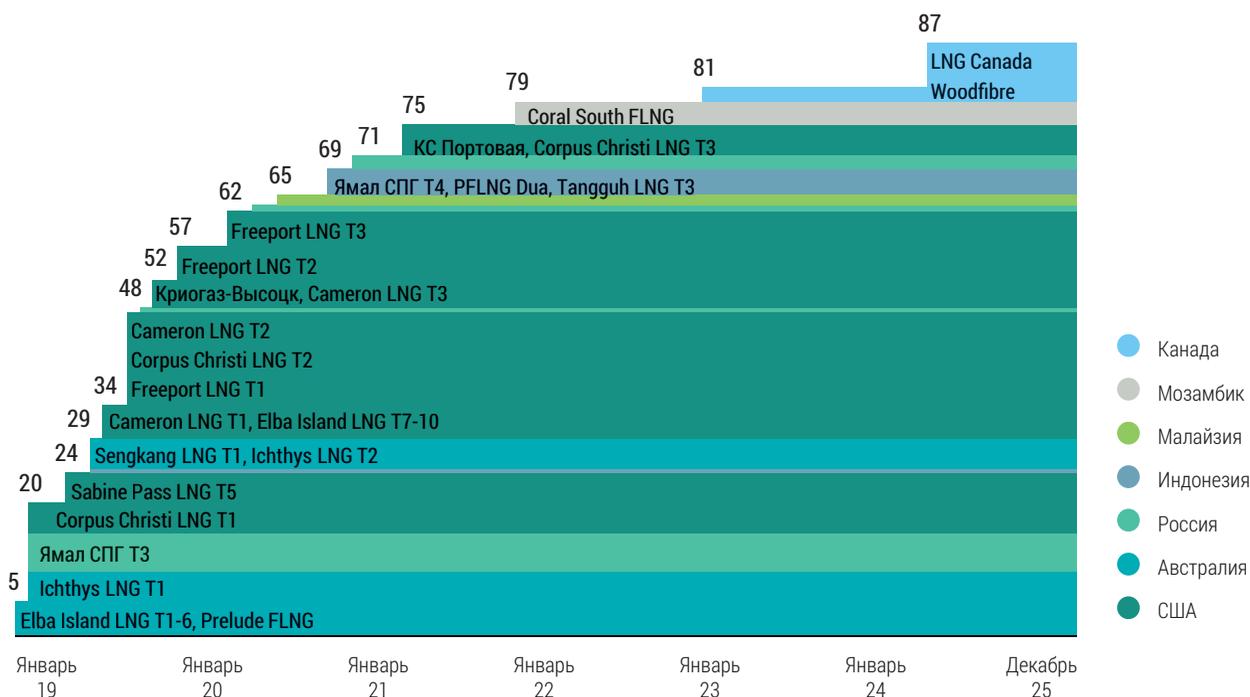
окончательного инвестрешения. Ими оказались плавучий завод в Мозамбике, который сравнительно дешевле традиционных производств на суше, расширение завода Tangguh LNG в Индонезии и небольшой американский актив Elba Island LNG, запуск которого постоянно переносится. Помимо уже строящихся предприятий, в ближайшие 3–4 года вводов по новым FID практически не будет. Это время почти полного отсутствия инвестиций будет работать в пользу постепенной балансировки рынка ближе к 2022 году.

**Сегодня наблюдается масштабная стройка – происходит сооружение заводов производительностью 93 млн тонн СПГ в год**

## ЗАВОДЫ СПГ ПОД РИСКОМ

Итак, сегодня в мире строится 93 млн тонн мощностей по сжижению газа, из которых 87 млн тонн заработают до конца 2025 года (см. «Прогноз ввода строящихся мощностей СПГ в мире»). Новую волну возглавляют американские проекты – на них приходится 55% будущих объемов. Австралийская же стройка, стартовавшая в 2015 году,

ПРОГНОЗ ВВОДА СТРОЯЩИХСЯ МОЩНОСТЕЙ СПГ В МИРЕ, млн т



Источник: VYGON Consulting

завершится в середине 2019 года с запуском второй очереди Ichthys LNG.

Интересно, что ввод в эксплуатацию 75% сооружаемых мощностей ожидается уже до конца 2020 года, тогда как в оставшиеся пять лет запустятся всего 22 млн тонн, что является прямым следствием недостаточной инвестиционной активности в 2015–2017 годы.

По нашим оценкам, загрузка строящихся заводов будет достаточно высокой во многом благодаря проектам в США, законтрактовавшим 45 млн тонн СПГ, или порядка 95% мощности. Единственный американский оператор, который не имеет достаточных гарантий сбыта, – Sempra с заводом Camero. Компания еще в 2013 году заключила со своими акционерами толлинговые соглашения, подразумевающие, что последние резервируют и оплачивают все будущие производственные мощности. В итоге они сумели обеспечить гарантированный сбыт только 30% планируемых к выпуску объемов СПГ, заключив контракты на 3,5 из 12 млн тонн. До возникновения более благоприятной конъюнктуры реализовать оставшийся газ будет проблематично (даже на спотовом рынке), поэтому мощности могут остаться недозагруженными, но при этом они будут оплачиваться акционерами.

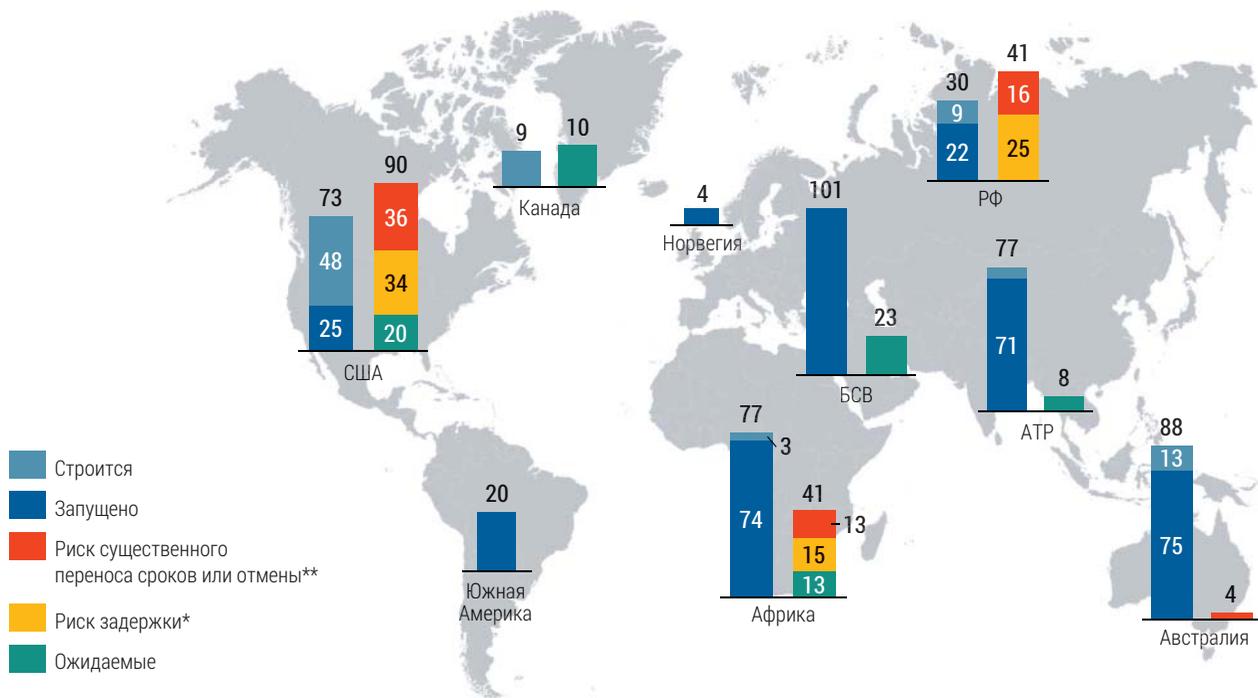
Многообещающие прогнозы увеличения мирового потребления СПГ, а также период высоких цен на энерго-

ресурсы привели к восстановлению интереса к инвестициям в создание мощностей по сжижению газа. Многие компании уже заявили о намерении принять окончательные инвестиционные решения в течение ближайшего года. В общей сложности речь идет о возможном расширении шести действующих и строительстве 19 новых заводов суммарной производительностью почти в 242 млн тонн, 218 из которых могут быть введены уже до конца 2025 года.

**В 2017–2018 годах лишь несколько инициатив по строительству мощностей по сжижению газа суммарной производительностью 9,7 млн тонн дошли до стадии принятия окончательного инвестрешения**

Однако было бы излишне оптимистичным ожидать, что все озвученные планы будут реализованы, поскольку существует множество коммерческих, политических, регуляторных и макроэкономических рисков, с которыми

СТАТУС ПРОЕКТОВ СПГ В МИРЕ НА КОНЕЦ ОКТЯБРЯ 2018 г. И ИХ МОЩНОСТИ НА КОНЕЦ 2025 г., млн т



\* Риск задержки – это перенос срока на 1-2 года

\*\* Риск существенного переноса сроков или отмены – для РФ, где нет практики отмены/закрытия проектов – это перенос срока на 3 и более лет; для остального мира – перенос или отмена

Источник: VYGON Consulting

сталкиваются проекты до и после принятия FID. В числе ключевых следует отметить доступность ресурсной базы, получение необходимых разрешений и лицензий, возможности привлечения финансирования и приоритизации инвестпрограмм компаний, а также маркетинг и заключение контрактов.

Анализ рассматриваемых к реализации проектов СПГ с точки зрения этих параметров показывает, что с определенной уверенностью до конца 2025 года можно ожидать своевременного проведения лишь трех расширений и ввода трех новых проектов – суммарно на 74,4 млн тонн в год.

**Анализ показывает, что с определенной уверенностью до конца 2025 года можно ожидать своевременного проведения лишь трех расширений и ввода трех новых проектов – суммарно на 74,4 млн тонн в год**

Из них 23,4 млн тонн приходится на планируемое расширение крупнейшего в мире завода СПГ Qatargas за счет строительства трех новых технологических линий (планы по расширению включают строительство четырех тех-

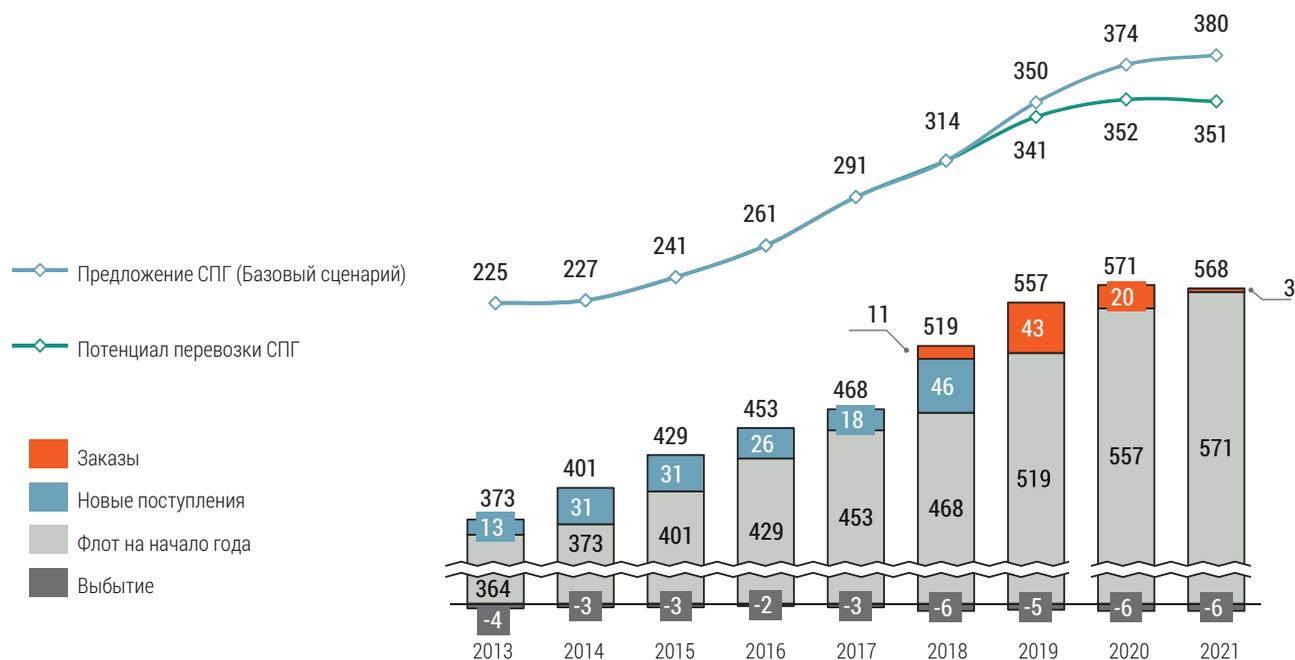
нологических линий, однако ожидается, что завершение строительства последней придется на 2026 год, выходящий за пределы прогнозного периода). Ресурсной базой проекта станет Северное месторождение, мораторий на разработку которого Катар отменил весной 2017 года, в том числе и в целях сохранения своей доли на растущем мировом рынке СПГ.

Поскольку деятельность государственной Qatar Petroleum – материнской компании Qatargas – фактически является отражением национальной политики страны, регуляторные риски минимальны. С обеспечением финансирования также не ожидается проблем, учитывая высокий кредитный рейтинг Qatar Petroleum, а также заинтересованность иностранных партнеров в реализации проекта. Поставить под сомнение можно лишь способность компании быстро законтрактовать достаточные объемы СПГ ввиду большой мощности планируемого расширения.

Из новых проектов значительного прогресса удалось достичь на заводе Golden Pass в США – совместном предприятии Qatar Petroleum, ExxonMobil и ConocoPhillips. На сегодняшний день принятию положительного FID по нему мешает только стремление катарской компании обеспечивать завод собственным газом. Для этих целей она планирует инвестировать в разработку своих американских добычных активов порядка \$20 млрд.

Семь проектов общей производительностью 75 млн тонн СПГ, ожидающих FID в ближайшие годы, сталкиваются с проблемами, которые, с нашей точки зрения, могут

#### ПРОГНОЗ ТАНКЕРНОГО ФЛОТА (шт.) И ПОТЕНЦИАЛА ПЕРЕВОЗКИ СПГ (млн т) ДО 2021 г.



Источник: Thomson Reuters, VYGON Consulting

привести к переносу обозначенных сроков принятия решений и начала строительства на 1–2 года.

В качестве примера можно привести совместное предприятие Eni, ExxonMobil и CNPC Rovuma LNG в Мозамбике, работа в рамках которого была осложнена необходимостью заключения юнитизационного соглашения (соглашение о сотрудничестве недропользователей, получивших право разработки единой гидродинамически связанной залежи углеводородов как единого объекта) и его последующего пересмотра. Дело в том, что ресурсной базой должны были стать месторождения лицензионного участка Area 4, некоторые из них частично расположены на территории соседнего Area 1, находящегося в распоряжении Anadarko. Изначально компаниям удалось договориться еще в 2015 году, однако после этого Eni и ExxonMobil приняли решение о повышении проектной мощности Rovuma LNG с 10 до 15,2 млн тонн в год, что потребовало пересмотра условий достигнутых договоренностей. Новое юнитизационное соглашение требует согласования с правительством страны. Проект самого завода также ожидает одобрения со стороны государства. Кроме того, в Мозамбике недостаточно развита инфраструктура, необходимая для эффективной реализации проектов подобного масштаба, в частности, порты не располагают подъемно-транспортным оборудованием соответствующей мощности.

Наконец, 12 проектов суммарной мощностью 85 млн тонн (69 млн тонн на конец 2025 года) находятся под риском существенного переноса сроков (три и более лет) или отмены. В их числе американский Driftwood LNG, сроки реализации которого уже были сдвинуты в 2017 году, когда Федеральная комиссия по регулированию в области энергетики США (FERC) обнародовала свой график предоставления разрешений на экспорт. Финальный отчет о воздействии на окружающую среду будет готов не ранее января 2019 года, и только по его результатам возможно получение авторизации на начало строительства.

**В Базовом сценарии, при котором вводятся только строящиеся и вероятные мощности, на конец 2025 года Катар сохранит мировое лидерство по размеру установленных мощностей заводов СПГ – 100,5 млн тонн**

Затруднительным представляется и обеспечение финансирования: осуществлять его Tellurian планирует преимущественно за счет заемных средств, при этом ее кредитный риск оценивается рейтинговым агентством Moody's как высокий – 7/10 по шкале Moody's Analytics. Контракты для обеспечения сбыта продукции на сегодняшний день также не заключены, хотя компания предпринимала и неординарные шаги для изменения ситуации. Так, в ходе

конференции Gastech, прошедшей в апреле 2017 года в Токио, председатель правления Tellurian Шариф Соуки (Charif Souki) заявил о намерении продавать СПГ с проекта Driftwood LNG в Японию по фиксированной цене \$8/млн БТЕ по пятилетним контрактам начиная с 2023 года – ожидаемой на тот момент даты запуска завода.

**Россия, после того как будут запущены строящиеся сегодня СПГ-заводы, разместится на шестом месте. При этом в случае своевременного запуска «Арктик СПГ-2» наша страна поднимется еще на две ступени рейтинге крупнейших стран-экспортеров СПГ**

В схожем положении находятся и другие крупные проекты США – Rio Grande LNG и Lake Charles LNG. Финансирование их реализации не обеспечено, подтвержденных контрактов также нет. Но если первый пока ожидает решения FERC, то второй получил его еще в конце 2015 года, после чего неоднократно откладывался и сейчас рискует потерять разрешение регулятора в связи с нарушением обозначенных сроков начала строительства.

В Базовом сценарии, при котором вводятся только строящиеся и вероятные мощности (см. «Статус проектов СПГ в мире на конец октября 2018 г...»), такие проекты указаны зеленым цветом, на конец 2025 года Катар сохранит мировое лидерство по размеру установленных мощностей заводов СПГ – 100,5 млн тонн. США потеснят Австралию со второй позиции – в стране будут функционировать предприятия по производству 92,7 млн тонн СПГ в год. К 2030 году Штаты займут первое место по размещенным в стране установкам СПГ.

Россия, после того как будут запущены строящиеся сегодня СПГ-заводы (третья и четвертая технологическая линия «Ямал СПГ», «Криогаз-Высоцк», КС «Портовая»), разместится на шестом месте, уступая, кроме вышеупомянутых стран, Малайзии и Индонезии. При этом в случае своевременного запуска «Арктик СПГ-2» наша страна поднимется еще на две ступени в этом газовом рейтинге.

В перспективе ближайших 3 лет объемы производства СПГ на базе строящихся сегодня мощностей рискуют оказаться даже ниже приведенных нами прогнозов по причине инфраструктурных ограничений. По итогам 2018 года мы ожидаем увеличения флота СПГ-танкеров до 519 штук (см. «Прогноз танкерного флота...»). Их суммарная вместимость (дедвейт) в 35 млн тонн позволит обеспечивать экспорт 314 млн тонн газа в год, весь реэкспорт, а также хранение СПГ в газовозах.

Однако в 2019 году рост флота газовозов до 557 штук может обеспечить транспортировку только 341 млн тонн СПГ при текущем показателе оборачиваемости судов. При вводе же строящихся мощностей и их 100%-й за-

грузке потенциал производства СПГ составит 350 млн тонн (см. раздел «Потенциал предложения СПГ»), и новые предприятия будут лишены возможности перевезти 9 млн тонн СПГ в 2019 году. То есть сверх уже заказанных 43 танкеров дополнительно потребуется еще 15. Поэтому мы не исключаем, что некоторые заводы, которые приобретают услуги танкеров на спотовом рынке, а не контрактуют их заранее на долгосрочной основе, будут вынуждены задержать ввод своих технологических линий в эксплуатацию из-за очереди на аренду или просто будут недозагружены.

**В перспективе ближайших 3 лет объемы производства СПГ на базе строящихся сегодня мощностей рискуют оказаться даже ниже прогнозов по причине инфраструктурных ограничений**

К 2021 году ситуация станет еще более напряженной, поскольку, по нашим оценкам, на рынке будет не хватать газозовозов для перевозки 29 млн тонн СПГ. Для того чтобы обеспечить ожидаемое увеличение предложения сжиженного газа до 380 млн тонн потребуется поставить еще 47 судов сверх уже заказанных. От заключения контракта на строительство танкера до его доставки будущему

владельцу в среднем проходит около 3 лет – судостроительная отрасль просто не успеет за темпами развития рынка СПГ.

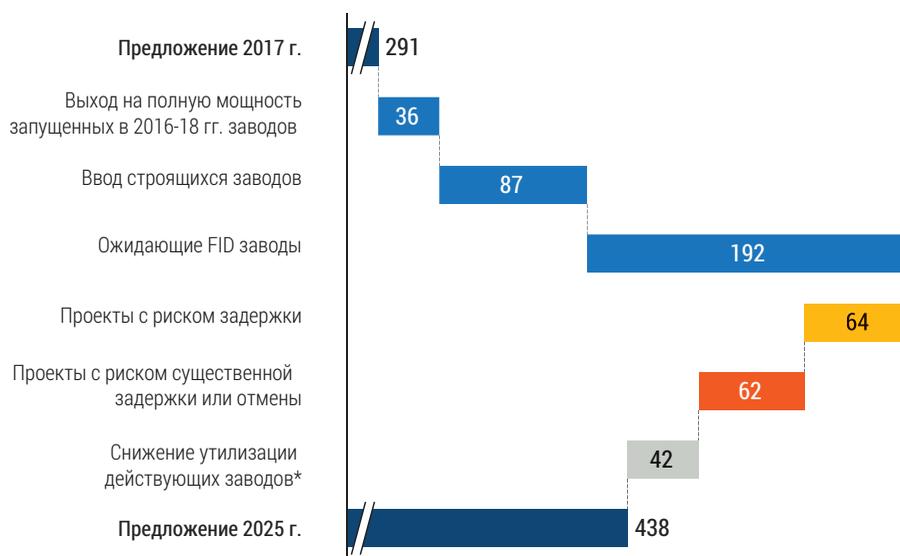
## ПОТЕНЦИАЛ ПРЕДЛОЖЕНИЯ СПГ

Многие действующие сегодня заводы вынужденно сокращают объемы производства из-за выработки ресурсной базы или роста потребления газа на внутреннем рынке. В связи с этим мы ожидаем, что в 2025 году они смогут поставить на рынок на 42 млн тонн СПГ меньше, чем в 2017-м (см. «Факторы изменения мирового производства СПГ, 2017–2025 гг.»).

Так, в Алжире объемы внутреннего потребления газа будут расти быстрее его добычи, при этом страна планирует наращивать экспорт трубопроводного газа в Европу. Ведутся работы по расширению пропускной способности газопровода Medgaz, по которому осуществляются поставки в Испанию. Это может привести к тому, что загрузка алжирских заводов СПГ снизится с 51,4% в 2017 году до 37,2% в 2025-м.

Снижение объемов производства сжиженного газа возможно и на действующих заводах, расположенных на восточном побережье Австралии. Истощение традиционных запасов газа, в частности на месторождениях бассейна Gippsland, приведет к сокращению объемов добычи, в результате чего на рынке данного региона сформируется дефицит. Без запуска новых добычных активов он может быть покрыт только за счет перенаправления части газа, служащего ресурсной базой

ФАКТОРЫ ИЗМЕНЕНИЯ МИРОВОГО ПРОИЗВОДСТВА СПГ, 2017–2025 гг. (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ), млн т



\* Вынужденное снижение загрузки производственных мощностей на действующих заводах (в связи с выработкой ресурсной базы, перенаправлением газа на нужды внутренних рынков и др.)

Источник: VYGON Consulting

экспортных СПГ-проектов, на нужды внутреннего рынка. Примечательно, что с 1 июля 2017 года в стране действует механизм обеспечения надежности поставок газа на внутренний рынок (Australian Domestic Gas Security Mechanism, ADGSM), предоставляющий правительству право ограничивать объемы экспорта СПГ в подобных случаях, а в настоящее время обсуждаются возможности его ужесточения. Загрузка «старых» восточных заводов – North West Shelf и Pluto LNG – при этом может снизиться с текущих 94 до 77% к 2025 году.

**Многие действующие сегодня заводы вынужденно сокращают объемы производства из-за выработки ресурсной базы или роста потребления газа на внутреннем рынке**

Еще три завода общей производительностью 11,9 млн тонн в настоящее время не осуществляют отгрузку СПГ. Более того, они не планируют делать это в прогнозном периоде, что несколько снижает уро-

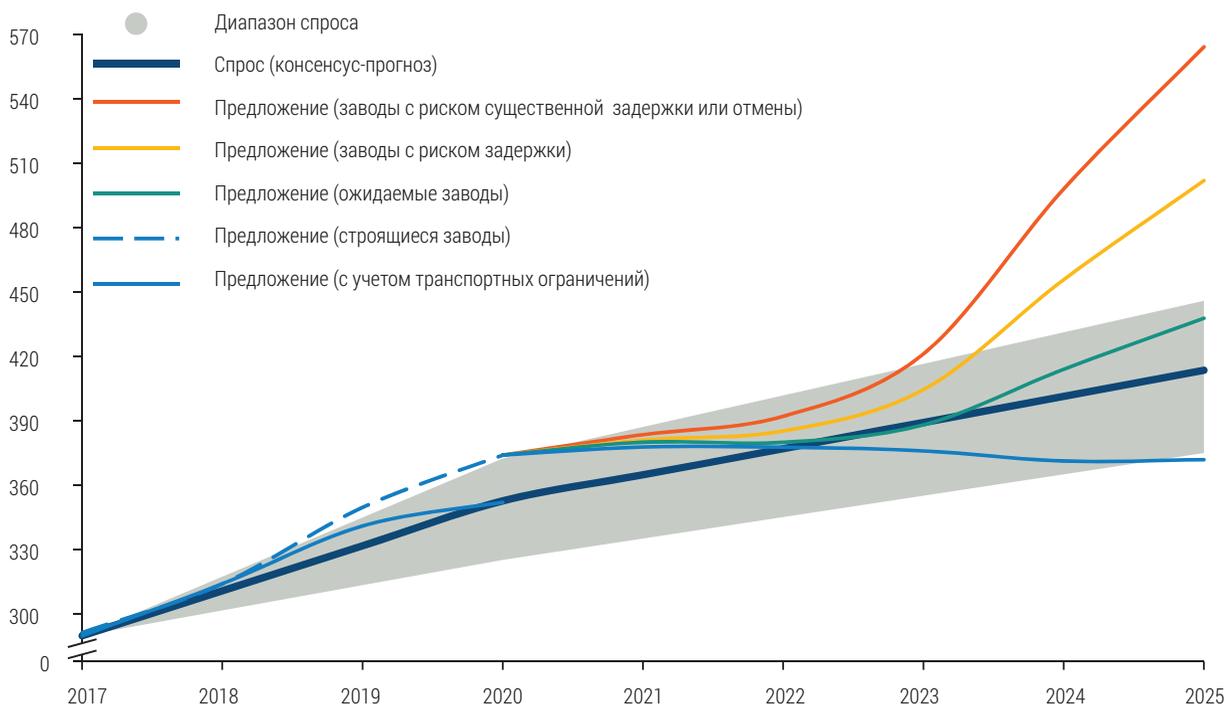
вень среднемировой загрузки. В их числе Yemen LNG, который был закрыт в 2015 году в связи с разразившимся военным конфликтом; Marsa el Brega в Ливии, остановленный в 2011 году с началом гражданской войны; а также Kenai LNG на Аляске, не работающий с 2015 года. В начале 2018 года ConocoPhillips продала завод компании Andeavor. Последняя, однако, не собирается возобновлять поставки на внешний рынок, отдавая предпочтение использованию этих мощностей для обеспечения нужд собственного НПЗ, расположенного неподалеку.

## ИЗБЫТОК ИЛИ ДЕФИЦИТ?

Теперь самое время ответить на вопрос, что нас ожидает в ближайшие годы – избыток или дефицит сжиженного газа.

Аналитические агентства и энергетические компании сходятся во мнении о том, что мировой рынок СПГ ожидает активный рост. Их прогнозы предполагают, что на фоне падения собственной добычи газа в странах-импортерах, обозначенной экологической повестки и иных факторов спрос до 2025 года будет увеличиваться со среднегодовым темпом от 3,3 до 5,5% и составит 395–446 млн тонн против 290 млн тонн в 2017 году (см. «Прогнозный баланс спроса и предложения СПГ в мире до 2025 г.»).

## ПРОГНОЗНЫЙ БАЛАНС СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ СПГ В МИРЕ ДО 2025 г., млн т



Источник: VYGON Consulting

Представим, что до 2025 года заработают только уже строящиеся заводы по сжижению газа со 100%-й загрузкой. В таком случае избыток потенциального предложения достигнет своего максимума в 2020 году – 21 млн тонн относительно консенсус-прогноза спроса. В сценарии оптимистичного спроса на СПГ (верхняя граница серой зоны на вышеупомянутом рисунке) он составит только 1,6 млн тонн. Однако из-за рассмотренных выше инфраструктурных ограничений в 2020 году вместо планируемых 374 млн тонн СПГ транспортом будет обеспечено только 352 млн тонн, что соответствует консенсус-прогнозу его потребления. Общая загрузка заводов СПГ в мире при этом снизится с 86% в 2017 году до 79% в 2020-м.

**На фоне падения собственной добычи газа в странах-импортерах, обозначенной экологической повестки и иных факторов спрос до 2025 года будет увеличиваться со среднегодовым темпом от 3,3 до 5,5 % и составит 395–446 млн тонн против 290 млн тонн в 2017 году**

Уже с 2021 года при вводе только строящихся мощностей на рынке может возникнуть дефицит предложения, который к 2025 году в консенсус-прогнозе спроса составит 42 млн тонн. Именно поэтому инвесторы, которые видят эту возможную нехватку СПГ, стремятся как можно скорее заключить соглашения с покупателями и начать стройку.

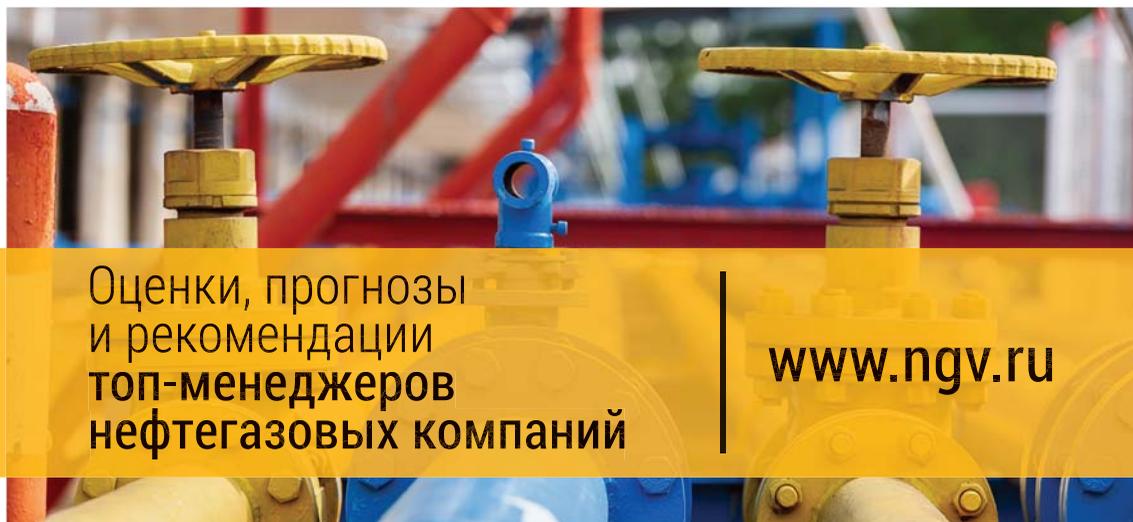
**Мировой рынок сжиженного газа может существенно разбалансироваться уже после 2023 года только в случае запуска заводов с рисками задержки и отмены, однако эти сценарии маловероятны**

Вводы ожидаемых заводов, по которым FID с высокой вероятностью будут приняты в 2019–2020 годах (а это 74 млн тонн), также не приведут к возникновению профицита СПГ. Хотя предложение превысит консенсус-прогноз спроса на 24 млн тонн в 2025 году, оно не выйдет за пределы рассматриваемого нами возможного диапазона значений по импорту СПГ.

Мировой рынок сжиженного газа может существенно разбалансироваться уже после 2023 года только в случае запуска заводов с рисками задержки и отмены (желтая и красная линии на рисунке), однако мы считаем эти сценарии маловероятными.

Для реализации потенциала предложения базового сценария необходимо будет построить дополнительно около 150 танкеров (в том числе для замещения выбытий), флот должен будет составить 695 штук к 2025 году.

Таким образом, бытовавшие в последнее время ожидания избытка СПГ (LNG glut), скорее всего, не оправданы. Можно говорить о сбалансированности рынка до 2021–2022 годов с возникновением профицита только при своевременном принятии FID и вводе новых мощностей, а также развитии танкерного флота. 🚢



Оценки, прогнозы  
и рекомендации  
топ-менеджеров  
нефтегазовых компаний

[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)



# В заложниках у политики

## Итоги 2018 года на европейском и глобальном газовых рынках

МАРИНА ЦЫГАНКОВА

Старший газовый аналитик Natural Gas European Research Team, Refinitiv

Рост населения и научно-технологический прогресс обусловили постоянное повышение спроса на энергию. В 2018 году газовая промышленность переживала своеобразный ренессанс благодаря развитию генерации на основе СПГ, а также расширению и структурному изменению каналов поставок. Однако каналы поставок газа в европейские страны могут претерпеть серьезные изменения в связи как с экономическими, так и политическими факторами.

Опрос специалистов ведущих российских компаний нефтегазовой отрасли, проведенный компанией Refinitiv в декабре 2018 года на Ежегодном нефтегазовом форуме, показал, что главной тенденцией прошедшего года на мировом газовом рынке стало увеличение поставок СПГ со стороны США. Этот фактор признали наиболее значительным по влиянию на глобальный газовый рынок 49% респондентов. Вторым по популярности стал вариант

с ростом поставок из России – 31% опрошенных посчитали, что это также оказало значительное влияние (см. «*Основные тенденции на мировом газовом рынке в 2018 г.*»).

### КУРС НА ГЛОБАЛИЗАЦИЮ

Основной тенденцией развития газовых рынков Европы в первую очередь все-таки является глобализация.

Несмотря на то, что СПГ-терминалы в Европе летом 2018 года оставались не загружены даже наполовину от максимальных мощностей, ситуация в этой сфере все же изменилась к лучшему. В связи с падением цен на газ на азиатских рынках (основными причинами этого стали высокие уровни запасов в газохранилищах, относительно мягкая зима, замедление роста спроса в регионе и, конечно же, реализация новых проектов СПГ в мире, включая Австралию, США и Россию) европейский рынок этой зимой оказался достаточно привлекательным для ряда производителей, которые в предыдущие годы предпочитали поставлять газ в Азию. Например, если за весь прошлый год США отправили в северо-западную Европу (Великобритания, Франция, Нидерланды и Бельгия) около семи СПГ-танкеров (600 млн м<sup>3</sup>), то за период с октября 2018 года по январь 2019-го мы видели значительный рост американских поставок – 21 танкер с общими объемами 1935 млн м<sup>3</sup>.

### Главной тенденцией прошедшего года на мировом газовом рынке стало увеличение поставок СПГ со стороны США

Также в июле 2018 года Германией было принято решение по строительству первых в стране СПГ-терминалов. И хотя изначально эта резолюция была обоснована скорее дипломатическими причинами, нежели экономической необходимостью, это можно назвать экономической

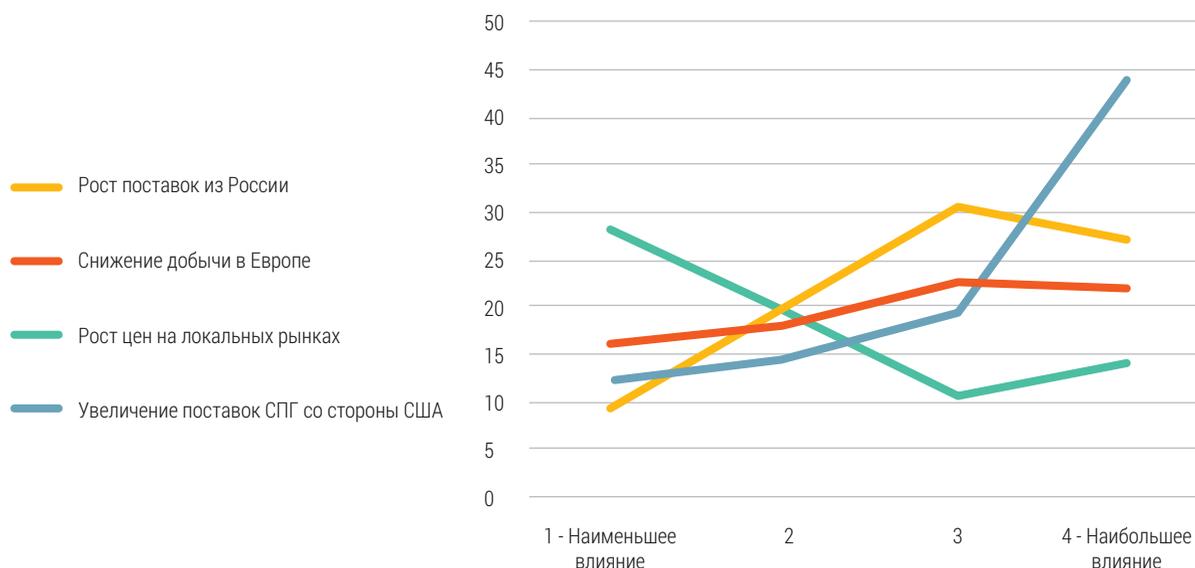
прозорливостью немецких властей. Германия является одним из главных партнеров России по строительству «Северного потока-2», что резко критикуется властями США и в особенности президентом Дональдом Трампом. И хотя МИД Германии в октябре объявил, что поставки СПГ из США нерентабельны, было принято решение о строительстве двух СПГ-терминалов для приема танкеров. Однако, как уже было сказано ранее, глобализация является одним из главных трендов развития рынка, и в связи с этим все крупнейшие страны-импортеры стараются создать базу для получения газа от всех ведущих экспортеров по всему миру.

### ПРЕТЕНДЕНТЫ НА ЕВРОПЕЙСКИЙ РЫНОК

Специалисты также оценили динамику развития газового рынка за 2018 год. И большая часть опрошенных позитивно оценивает рынок. Только 5% респондентов выразили мнение, что развития не наблюдалось вовсе, тогда как 17% отметили, что оно было, причем весьма значительное (см. «Динамика развития рынка за 2018 г.»).

Если говорить о динамике собственной газодобычи на территории Европы, в частности в Великобритании (пока она еще является частью ЕС) и в Нидерландах, то на данный момент четко виден тренд снижения производства. В первую очередь это связано с ужесточением регулирования в Нидерландах. То есть вполне вероятно, что к 2030 году Нидерланды перестанут производить газ. Квота на добычу на крупнейшем месторождении страны Гронинген постоянно снижается. В Великобритании же на данный момент не виден

### ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НА МИРОВОМ ГАЗОВОМ РЫНКЕ В 2018 г.



Источник: Refinitiv

большой потенциал роста. Есть новые месторождения, которые поддерживают добычу на стабильном уровне, но этого недостаточно для того, чтобы говорить о резком рывке производства в краткосрочной перспективе.

Среди стран-экспортеров, занимающихся поставками газа в Европу, помимо России, можно выделить два государства – Норвегию и Алжир. На данный момент алжирские власти пытаются увеличить свою активность на рынке СПГ.

**Если говорить о динамике собственной газодобычи на территории Европы, в частности в Великобритании и Нидерландах, то на данный момент четко виден тренд снижения производства**

Если говорить о Норвегии, то у этой страны есть проект постройки газопровода в Прибалтику и Польшу. Однако перспективы данного проекта зависят от того, насколько скоро будут введены в строй новые месторождения. Видимо, слишком быстрого роста поставок из Норвегии ожидать не следует.

Совсем недавно, 16 декабря 2018 года, было введено в строй крупное по норвежским меркам месторождение Ааста Ханстин (Aasta Hansteen), которое может производить до 7 млрд м<sup>3</sup> в год. Когда оно выйдет на проектную мощность, то станет четвертым по объемам добычи на норвежском континентальном шельфе. Однако где-то половина производства Ааста Ханстин будет замещать спад производства на других месторождениях. Также к концу 2019 года запланировано начало производства

на месторождениях Мартин Линге (Martin Linge) и Йохан Свердруп (Johan Sverdrup). Это может еще немного увеличить норвежское производство. Но, помимо перечисленных месторождений, других крупных запусков в ближайшее время не планируется.

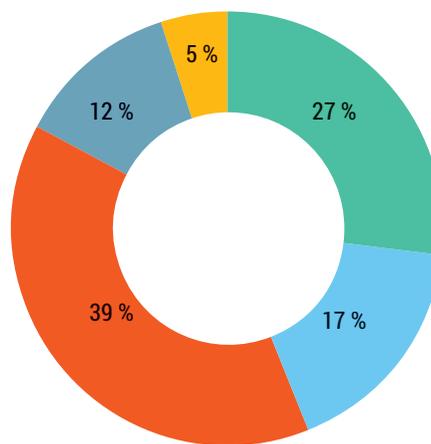
В связи с вводом в эксплуатацию Ааста Ханстин мы ожидаем увеличение поставок в Европу, которые пойдут через трубу, как и большая часть газа из Норвегии (за исключением газа из месторождения Сневит (Snøhvit), который поставляется в виде СПГ, весь остальной норвежский газ транспортируется по газопроводам).

Что касается перспектив поставок в Европу из России, то их судьба зависит исключительно от политических решений. Для «Газпрома» возможности наращивания экспорта при существующих мощностях очень ограничены, их практически нет. Перспективы увеличения поставок газа из России видны только в том случае, если будут реализованы проекты «Северный поток-2» и «Турецкий поток». Последний сделает европейскую часть Турции газовым хабом, откуда в дальнейшем газ будет транспортироваться в Европу. Тогда мы можем говорить о полном замещении украинского маршрута. Это одновременно является и возможностью наращивания и, если даже не наращивания, то как минимум замещения украинского транзита. Но это вопрос политического решения, целиком и полностью зависящего от Европарламента.

Германия говорила и продолжает говорить, что она будет активно поддерживать эту инициативу, вопрос оставался за Данией. Сооружению «Северного потока-2» оказывается активное противодействие со стороны США. Так, посол Соединенных Штатов в ФРГ Ричард Гренелл недавно направил германским компаниям письма, в которых намекнул на возможность введения санкций в связи с поддержкой ими строительства газопровода. Представитель посла пояснил, что это следует воспринимать

#### ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ РЫНКА ЗА 2018 г.

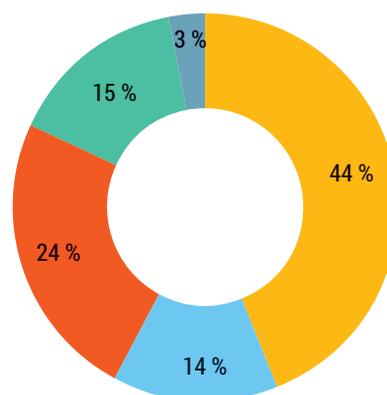
- Наблюдалось значительное развитие
- Наблюдалось умеренное развитие
- Наблюдалось слабое развитие
- Развития не наблюдалось
- Воздержались от ответа



Источник: Refinitiv

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В 2019 г.

- Возможен значительный рост рынка по отношению к 2018 г.
- Возможен незначительный рост рынка по отношению к 2018 г.
- Рынок остается на уровне 2018 г.
- Рынок упадет на 0-10 % по отношению к 2018 г.
- Воздержались от ответа



Источник: Refinitiv

не как угрозу, а как «ясное выражение политики США». Тем не менее Германия четко дает понять, что ей интересны все поставщики рентабельного топлива. Об этом, в частности, было заявлено в материале, выпущенным МИД Германии в октябре.

## КОНКУРЕНТЫ ИЛИ СОЮЗНИКИ

Еще одним животрепещущим вопросом на данный момент является роль альтернативной энергетики на рынке. Конкурируют ли альтернативные возобновляемые источники энергии с газом или же все-таки их стоит рассматривать как взаимодополняемые компоненты? И здесь нельзя дать однозначный ответ: в разных контекстах газ и ВИЭ являются и конкурентами, и взаимосвязанными частями энергетической системы.

**Что касается перспектив поставок в Европу из России, то их судьба зависит исключительно от политических решений**

Конкурентами эти отрасли являются потому, что в Европе мы, например, видим активное развитие ветроэнергетики. И в связи с этим спрос на газ начинает падать. Но в то же время ветроэнергетика зависит от погодного фактора (силы ветра), и если он неблагоприятный, то должна быть какая-то замена. Именно эту роль играет газ. И наоборот, альтернативная энергетика должна дополнять газовую генерацию, служить запасным вариантом на случай возникновения дефицита газа или задержки поставок.

И все равно в краткосрочной перспективе мы видим наращивание спроса на газ. У ряда стран Европы есть так называемые программы coal and nuclear phase out.

Их суть заключается в отказе от использования угля и атомной энергии в электрогенерации. Например, Coal Commission (Комиссия по углю) в Германии собирается 1 февраля 2019 года предоставить подробный план о том, как страна будет сокращать использование угля с целью снижения выбросов CO<sub>2</sub>.

Некоторые страны, например Бельгия, думают о замене атомной энергетики. Причем в первую очередь именно газом, так как возобновляемые источники пока не смогут обеспечить регулярную и бесперебойную выработку энергии.

В долгосрочной перспективе эта ситуация может поменяться, особенно вследствие климатических изменений и связанных с этим мер государственного регулирования. Однако в ближайшее время это, вероятнее всего, невозможно. Также у мирового сообщества есть понимание того, что в будущем энергоресурсы должны стать полностью возобновляемыми. Поэтому можно говорить о том, что в дальнейшем альтернативные источники энергии станут главным конкурентом газа. Но пока этого не случилось, эти две отрасли взаимно дополняют друг друга.

Опрошенные специалисты также оценили перспективы развития рынка возобновляемых источников энергии в 2019 году. Больше трети считают, что он будет расти. Вместе с тем 24% респондентов придерживаются мнения о незначительном росте, 14% считают, что рынок будет расширяться значительными темпами. Только 3% опрошенных полагают, что рост рынка замедлится, а это приведет к его падению на 0–10%.

Подводя итоги, можно сказать, что при благоприятном стечении обстоятельств, в первую очередь зависящих от политических решений, в 2019 году можно будет увидеть положительную динамику на газовом рынке, а также на рынке возобновляемых ресурсов. В целом представители нефтегазового бизнеса благосклонно отнеслись к перспективам газового рынка в 2019 году. Так или иначе, большинство специалистов ожидают его роста и считают, что это положительно скажется и на рынке ВИЭ. ❗



# Риск для энергетической безопасности

## Проблемы обеспечения импортозамещения в производстве катализаторов для нефтехимии

---

ОЛЬГА МАСЛОВА  
ЛЕОНИД ФРЕЙМАН  
(ОАО «НИИТЭХИМ»)

После ввода в 2014 году западными странами санкций против России, импортозамещение стало одним из основных направлений экономической политики в стране. Была создана Правительственная комиссия по импортозамещению, а также был принят ряд документов – на уровне как Правительства РФ, так и министерств, – касающихся мер по импортозамещению. В том числе был подписан Приказ Минэнерго России №210 от 31.03.2015 г. «Об утверждении Плана мероприятий по импортозамещению в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности Российской Федерации». В нем были установлены целевые показатели доли импорта для катализаторов наиболее важных процессов в нефтепереработке и нефтехимии, а также для базовых полимеров. Рассмотрим проблемы, связанные с достижением этих показателей в сфере нефтехимии.

В Плане импортозамещения Минэнерго РФ перечислены шесть групп нефтехимических процессов, которые оценивались как критически важные для российской промышленности:

- ◆ дегидрирование пропана, изобутана, изопентана, этилбензола;
- ◆ полимеризация этилена, пропилена, стирола;
- ◆ полимеризация бутадиена, изопрена и др.;
- ◆ алкилирование бензола этиленом и пропиленом;
- ◆ окисление этилена газофазное (производство оксида этилена);
- ◆ окисление п-ксилола жидкофазное (производство терефталевой кислоты) (см. «Из Плана мероприятий Минэнерго РФ по импортозамещению в нефтехимической отрасли промышленности»).

Первые четыре группы включают процессы, для которых используются различные катализаторы и которые различаются долей используемых импортных катализаторов. Поэтому далее будут рассмотрены возможности перехода на отечественные катализаторы для каждого процесса отдельно.

## РЫНОК КАТАЛИЗАТОРОВ

Важной особенностью рынков катализаторов для нефтехимических процессов является то, что по типу рыночной структуры они относятся к олигопсонии или даже монопсонии. То есть покупателями катализаторов выступает незначительное количество предприятий (от одного до семи), на которых осуществляются рассматриваемые процессы (см. «Количество компаний, осуществляющих основные нефтехимические процессы и использующих импортные и отечественные катализаторы»).

При этом предприятия покупают катализаторы только российского производства для следующих процессов:

- ◆ дегидрирование изобутана (шесть предприятий);
- ◆ дегидрирование изопентана (два);
- ◆ полимеризация изопрена (три);
- ◆ сополимеризация изобутилена с изопреном (одно).

## В Плане импортозамещения Минэнерго РФ перечислены шесть групп нефтехимических процессов, которые оценивались как критически важные для российской промышленности

Для ряда других нефтехимических процессов одни предприятия используют импортные катализаторы, другие отечественные, либо и отечественные, и импортные, в том числе для:

- ◆ дегидрирования этилбензола: одно предприятие использует отечественные катализаторы, а четыре – импортные;
- ◆ полимеризации этилена: одно предприятие использует только катализаторы собственного производства, два – только импортные, еще одно – и импортные, и катализаторы собственного производства;
- ◆ полимеризации бутадиена: одно предприятие применяет только российские катализаторы, другое – и импортные, и российские;

## ИЗ ПЛАНА МЕРОПРИЯТИЙ МИНЭНЕРГО РФ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ В НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Технологическое направление (продукт, технология)	Срок реализации проектов	Доля импорта в потреблении в 2014 г.*	Целевой показатель доли импорта в потреблении катализаторов в 2020 г.
Дегидрирование пропана, изобутана, изопентана, этилбензола (производство мономеров)	2015–2020 гг.	8%	0%
Полимеризация этилена, пропилена, стирола (производство базовых полимеров)	2015–2020 гг.	87%	45%
Полимеризация бутадиена, изопрена и др. (производство синтетических каучуков)	2015–2020 гг.	49%	5%
Алкилирование бензола этиленом и пропиленом	2015–2020 гг.	82%	20%
Окисление газофазное (производство оксида этилена)	2015–2020 гг.	100%	45%
Окисление жидкофазное (производство ТФК)	2015–2020 гг.	100%	45%

\* Уточненные данные Минэнерго РФ

Источник: Приказ Минэнерго РФ № 210 от 31.03.2015

◆ полимеризации бутадиена со стиолом: три предприятия закупают только импортные катализаторы, два – только отечественные.

Для семи нефтехимических процессов российские компании используют только импортные катализаторы, в том числе для:

- ◆ дегидрирования пропана (одно предприятие);
- ◆ дегидрирования бутана (два);
- ◆ полимеризации пропилена (семь);
- ◆ алкилирования бензола этиленом (четыре);
- ◆ алкилирования бензола пропиленом (три);
- ◆ производства оксида этилена (два);
- ◆ выпуска ТФК (одно).

**Важной особенностью рынков катализаторов для нефтехимических процессов является то, что по типу рыночной структуры они относятся к олигопсонии или даже монопсонии**

Кроме того, необходимо отметить, что основная часть производственных мощностей, на которых осуществляются рассматриваемые процессы, принадлежит 17 предприятиям, входящим в пять крупных вертикально интегрированных компаний или групп:

- ◆ ПАО «СИБУР Холдинг» – ООО «СИБУР Тобольск», ООО «СИБУР Тольятти», АО «Воронежсинтезкаучук», АО «СИБУР-Химпром», АО «ПОЛИЭФ», ООО «Томскнефтехим», АО «СИБУР-Нефтехим», ООО «НПП «Нефтехимия» (50%, СП с группой «Газпром нефть»), ООО «Полиом» (СП с ГК «Титан», ПАО «Газпром нефть»);
- ◆ ГК «ТАИФ» – ПАО «Нижнекамскнефтехим», ПАО «Казаньоргсинтез»;
- ◆ ПАО «НК «Роснефть» – АО «Новокуйбышевская НХК», АО «Ангарский завод полимеров», ПАО «Уфаоргсинтез»;
- ◆ ПАО «Газпром» – ООО «Газпром нефтехим Салават»;
- ◆ ПАО «ЛУКОЙЛ» – ООО «Ставролен».

Шесть нефтехимических предприятий принадлежит трем менее крупным группам:

- ◆ ГК «Титан» – ПАО «Омский каучук», ООО «Полиом» (СП с ПАО «СИБУР Холдинг», ПАО «Газпром нефть»);
- ◆ ГК «ТАУ» – ОАО «Синтез-Каучук», ОАО «Стерлитамакский НХЗ»;
- ◆ ГК «ЭКТОС» – ОАО «ЭКТОС-Волга», АО «Уралоргсинтез».

Только четыре предприятия, имеющие относительно небольшие мощности, на которых осуществляются рассматриваемые нефтехимические процессы, официально не входят в какую-либо группу:

- ◆ ОАО «Ефремовский завод СК» (полимеризация бутадиена);
- ◆ ОАО «Пластик» (дегидрирование этилбензола, полимеризация стирола с использованием инициаторов);
- ◆ ООО «ПЕНОПЛЭКС СПб» (полимеризация стирола с использованием инициаторов);
- ◆ ЗАО «Токем» (полимеризация стирола с применением инициаторов).

Таким образом, в значительной степени достижение целевых показателей доли импортных катализаторов для ключевых нефтехимических процессов зависит от стратегий в области применяемых технологий и закупок основных и вспомогательных материалов пяти крупнейших вертикально интегрированных промышленных компаний и групп, владеющих нефтехимическими предприятиями. Следует учитывать, что в условиях рыночной экономики менеджмент негосударственных компаний самостоятельно принимает решения о выборе стратегий развития, исходя из намеченных приоритетов, имеющейся в их распоряжении информации и прогнозов развития макроэкономической ситуации и товарных рынков, оценки экономических и политических рисков и т.д. Кроме того, при принятии решений о закупке катализаторов от разных поставщиков учитываются данные об их качестве и цене.

## НАТУРАЛЬНОЕ ХОЗЯЙСТВО

С другой стороны, на возможность достижения установленных в Плане импортозамещения Минэнерго целевых показателей влияет наличие или отсутствие производственных мощностей по выпуску катализаторов для нефтехимических процессов, а также соотношение между объемами потребления на российском рынке и объемами мощностей по изготовлению указанной продукции (см. «Производители катализаторов...» и «Сравнение объемов мощностей...»).

В России в наибольшей степени развито производство катализаторов дегидрирования изобутана и изопентана. При этом совокупные мощности выпуска катализаторов для данных процессов на семи предприятиях в два раза превышают суммарный объем их потребления со стороны российских нефтехимических компаний. Но только одно предприятие (ОАО «СКБТ «Катализатор») осуществляет экспорт катализатора дегидрирования изобутана.

**На возможность достижения установленных в Плане импортозамещения Минэнерго целевых показателей влияет наличие или отсутствие производственных мощностей по выпуску катализаторов для нефтехимических процессов**

В ОАО «НИИ «Ярсинтез» созданы мощности по производству катализаторов для дегидрирования этилбензола, достаточные для обеспечения всех предприятий, выпускающих стирол. Однако они используются недостаточно эффективно из-за того, что четыре из пяти производителей стирола приобретают импортные катализаторы. Хотя имеется положительный опыт использования отечественного катализатора в ООО «Газпром нефтехим Салават»,

он также прошел успешное тестирование в двух других компаниях. Поэтому необходимы дополнительные меры стимулирования применения отечественного катализатора дегидрирования этилбензола, направленные на достижение целевого показателя доли импортных катализаторов для данного процесса (0%) к 2020 году.

Два производителя полиэтилена имеют собственное производство катализаторов (ООО «Ставролен», ПАО «Казаньоргсинтез»). Но их мощности недостаточны для обеспечения потребностей всех производителей полиэтилена и обеспечения целевого уровня доли импортных катализаторов для данного процесса (45%) к 2020 году. Кроме того, они осуществляют выпуск только двух видов катализаторов, тогда как для производства различных сортов полиэтиленов требуются различные марки катализаторов (не менее десяти).

На всех заводах по производству синтетических каучуков существуют мощности по синтезу необходимых каталитических систем для полимеризации бутадиена, изопрена и других мономеров. И следовательно, все каталитические системы можно отнести к отечественным. Но предприятия существенно различаются по происхождению исходных компонентов. Одни заводы приобретают все компоненты каталитических систем за рубежом, а затем в ходе производства каучуков проводят компаундирование

в соответствии с рецептурой и технологией. Другие – закупают по импорту только отдельные компоненты, а значительную часть каталитических систем производят самостоятельно. Например, алкилалюминиевые соединения – триизобутилалюминий (ТИБА), триэтилалюминий (ТЭА) и диизобутилалюминийгидрид (ДИБАГ). Поэтому возникает неоднозначность при определении происхождения самого каталитического комплекса для получения синтетических каучуков.

Приведенная оценка мощностей по выпуску каталитических систем для полимеризации бутадиена и изопрена, в которых значительная доля компонентов является отечественной, свидетельствует о том, что из-за отсутствия производства в стране компонентов для каталитических систем не может быть достигнут целевой уровень доли импортных катализаторов для данного процесса (5%) к 2020 году.

Аналогично для алкилирования бензола этиленом непосредственно на заводах (ПАО «Нижнекамскнефтехим», АО «Ангарский завод полимеров») осуществляется производство каталитического комплекса на основе импортного (индийского) хлористого алюминия. В России отсутствует также производство гетерогенных катализаторов, используемых другими производителями этилбензола (ООО «Газпром нефтехим Салават», ПАО «СИБУР

#### КОЛИЧЕСТВО КОМПАНИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ОСНОВНЫЕ НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ИМПОРТНЫЕ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ, 2018 г.)

Процесс	Количество предприятий, осуществляющих данный процесс	Количество предприятий, использующих			
		только импортные катализаторы	только российские катализаторы	российские и импортные катализаторы	инициаторы
Дегидрирование пропана	1	1			
Дегидрирование бутана	2	2			
Дегидрирование изобутана	6		6		
Дегидрирование изопентана	2		2		
Дегидрирование этилбензола	5	4	1		
Полимеризация этилена	7	2	1	1	3
Полимеризация пропилена	7	7			
Полимеризация стирола	7				7
Полимеризация бутадиена	2		1	1	
Полимеризация изопрена	3		3		
Полимеризация бутадиена со стиролом	4	3	2		
Сополимеризация изобутилена с изопреном	1		1		
Алкилирование бензола этиленом	4	4			
Алкилирование бензола пропиленом	3	3			
Окисление газофазное (производства оксида этилена)	2	2			
Окисление жидкофазное (производство ТФК)	1	1			

Источник: Минэнерго РФ, аналитика ОАО «НИТЭХИМ»

Холдинг»). Поэтому не может быть достигнут целевой уровень доли импортных катализаторов для данного процесса (20 %) к 2020 году.

Изготовление катализаторов и каталитических комплексов непосредственно на заводах-потребителях и использование их только для собственных нужд в определенной степени ограничивает возможности процесса импортозамещения, который должен охватывать все предприятия.

## НУЖНЫ НОВЫЕ ПРОЕКТЫ

В настоящее время в России отсутствуют мощности по выпуску катализаторов дегидрирования пропана, полимеризации пропилена, алкилирования бензола пропиленом, производства оксида этилена и жидкофазного окисления параксилола. Это не позволяет достигнуть целевых уровней доли импортных катализаторов для данных процессов к 2020 году.

**Изготовление катализаторов и каталитических комплексов непосредственно на заводах-потребителях и использование их только для собственных нужд ограничивает возможности процесса импортозамещения, который должен охватывать все предприятия**

Единственным анонсированным проектом по созданию новых мощностей по производству катализаторов является проект ООО «Томский завод катализаторов». Он предусматривает строительство мощностей по выпуску титанмагневых катализаторов для полимеризации олефинов. Данный проект получил в Минэнерго РФ статус национального. Однако он может быть реализован не ранее 2021 года.

Ввод в действие мощностей ООО «Томский завод катализаторов» должен позволить увеличить долю российских катализаторов для процессов полимеризации этилена примерно до 20%, пропилена – до 100%. Но в случае осуществления имеющихся проектов по полимеризации олефинов в период до 2030 года потребность в катализаторах существенно вырастет. Поэтому будет необходимо увеличить мощности ООО «Томский завод катализаторов» не менее чем в два раза.

Был проведен анализ наличия производственной базы для выпуска различных видов катализаторов. Он показал, что в настоящее время в России на существующих мощностях, при условии их модернизации, возможна организация выпуска катализаторов почти для всех видов рассматриваемых технологических процессов (за исключением титанмагневых катализаторов для полимеризации этилена и пропилена, а также катализаторов на основе хлорида алюминия).

Как организация выпуска новых катализаторов на модернизированных действующих мощностях, так и создание новых производств требуют инвестиций. Поскольку План импортозамещения Минэнерго не предусматривает государственного финансирования, встает задача поиска частных инвесторов для создания новых производств, в том числе для национального проекта ООО «Томский завод катализаторов».

## ФАКТОР ОКУПАЕМОСТИ

При осуществлении любого вида инвестиций (как частных, так и государственных) возникает вопрос их окупаемости. Для ее обеспечения необходима стабильная реализация выпускаемой продукции. Однако рынок катализаторов имеет ряд особенностей, осложняющих стабильное поступление денежных средств. Как было показано выше, количество покупателей катализаторов ограничено (от одного до семи). При этом их спрос не постояен: для процессов в стационарном слое замена катализаторов осуществляется один раз в два-три года, что не позволяет поддерживать ритмичность их производства.

Кроме того, велик риск, что нефтехимические компании не станут отказываться от налаженных поставок импортных катализаторов. Так случилось с производителями стирола, которые не соглашались перейти на использование катализатора для дегидрирования этилбензола, производимого ОАО «НИИ «Ярсинтез», несмотря на положительные результаты его тестирования и опыт применения в ООО «Газпром нефтехим Салават».

Создание опытных установок для тестирования катализаторов нефтехимических процессов и проведения сравнительного анализа аналогичных отечественных и импортных катализаторов также требует дополнительных инвестиций.

Все это увеличивает степень рискованности инвестиций в создание новых производств катализаторов для нефтехимии и затрудняет поиск частных инвесторов.

## НАУЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ

Не менее важным условием для создания новых производств в рассматриваемой сфере является наличие инновационных и перспективных разработок российских катализаторов и технологий их производства (см. «Стадии разработки катализаторов для нефтехимических процессов в России»).

В стране продолжают развиваться разработки инновационных катализаторов нефтехимических процессов, производство которых уже существует в России. В том числе в семи организациях ведутся активные работы по совершенствованию существующих и созданию новых катализаторов дегидрирования изобутана и изопентана в изобутилен, изоамилены и изоамиленов в изопрен (для реакторов как с псевдооживленным, так и стационарным слоем катализатора).

В случае удачного завершения разработок микросферические катализаторы могут быть изготовлены на существующих катализаторных фабриках и внедрены в про-

## ПРОИЗВОДИТЕЛИ КАТАЛИЗАТОРОВ ДЛЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Процесс	Производители катализаторов для нефтехимии		
	Наименование	Простаивающие мощности	Для собственных нужд
Дегидрирование пропана	нет		
Дегидрирование бутана	ООО «Щелковский катализаторный завод»		
	АО «Редкинский катализаторный завод»		
Дегидрирование изобутана	ООО «НПК «Синтез»		
	АО «Химический завод им. Л. Я. Карпова»		
	ООО «Щелковский катализаторный завод»		
	АО «СКТБ «Катализатор»		
	ОАО «Синтез-Каучук»		
	АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»		
	ПАО «Нижнекамскнефтехим»		
Дегидрирование изопентана	ОАО НИИ «Ярсинтез»		
	АО «Химический завод им. Л. Я. Карпова»		
	ООО «Щелковский катализаторный завод»		
	ОАО «Синтез-Каучук»		
	АО «СКТБ «Катализатор»		
	АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»		
Дегидрирование этилбензола	ПАО «Нижнекамскнефтехим»		
Полимеризация этилена	ОАО НИИ «Ярсинтез»		
	ПАО «Казаньоргсинтез»		
Полимеризация пропилена	ООО «Ставролен»		
Полимеризация стирола	нет		
Полимеризация бутадиена	нет		
	ПАО «Нижнекамскнефтехим»		
Полимеризация изопрена	ОАО «Ефремовский завод СК»		
	ООО «СИБУР Тольятти»		
	ОАО «Синтез-Каучук»		
Полимеризация бутадиена со стиролом	ПАО «Нижнекамскнефтехим»		
	ОАО «Стерлитамакский НХЗ»		
Сополимеризация изобутилена и изопрена	ООО «СИБУР Тольятти»		
Алкилирование бензола этиленом	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Ангарский завод полимеров» (производят каталитические комплексы на базе импортного хлористого алюминия)		
Алкилирование бензола пропиленом	нет		
Окисление газофазное (производства оксида этилена)	нет		
Окисление жидкофазное (производство ТФК)	АО «Редкинский катализаторный завод»		

Источник: аналитика ОАО «НИТЭХИМ»

## СРАВНЕНИЕ ОБЪЕМОВ МОЩНОСТЕЙ ПО ПРОИЗВОДСТВУ КАТАЛИЗАТОРОВ И ОБЪЕМОВ ИХ ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ РФ

Технологическое направление (продукт, технология)	Целевой показатель доли импорта в потреблении, 2020 г.	Потребность в РФ, тыс. т/год	Мощности	
			Имеющиеся, 2017 г.	Дополнительные, ввод 2019–2020 г.
Дегидрирование пропана, изобутана, изопентана, этилбензола (производство мономеров)	0%	27,3	55	0
Дегидрирование пропана	0%	нет данных	0	0
Дегидрирование изобутана, изопентана	0%	26,7	54,6	0
Дегидрирование этилбензола	0%	0,45	0,48	0
Полимеризация этилена, пропилена, стирола (производство базовых полимеров)	45%	0,96	0,15	0*
Полимеризация бутадиена, изопрена и др. (производство синтетических каучуков)	5%	3,1	2,4**	0
Алкилирование бензола этиленом и пропиленом	20%	3	1,5	0
Окисление газофазное (производство оксида этилена)	45%	0,16	0	0
Окисление жидкофазное (производство ТФК)	45%	0,35	0	0

\* Планируется ввод 0,1 тыс. т – в 2021 г.

\*\* Оценка на основе объемов потребления отечественных катализаторов, так как на многих предприятиях изготовления каталитических систем для производства каучуков осуществляется в объемах, зависящих от планируемых объемов производства каучука

Источник: аналитика ОАО «НИТЭХИМ»

цессах дегидрирования на действующих предприятиях. Новый отечественный катализатор КДЭ-2 для процесса дегидрирования этилбензола может быть рекомендован к внедрению на всех установках получения стирола. Разработчик и производитель катализатора – ОАО НИИ «Ярсинтез» – готов принять участие в проведении любых сравнительных испытаний.

Перспективные российские катализаторы и каталитические комплексы для полимеризации бутадиена, изопрена и т.д. разрабатываются в ФГУП «НИИСК», Институте НХС им. А.В. Топчиева РАН, ООО «Научно-исследовательская организация «СИБУР-Томскнефтехим» (НИОСТ). Они могут полностью заменить импортные аналоги в случае решения вопроса по обеспечению их производства отечественным сырьем в необходимом количестве и требуемого качества.

Также разрабатываются катализаторы нефтехимических процессов, производство которых отсутствует в России.

В частности, в Институте катализа им. Г.К. Борескова СО РАН осуществляется разработка катализатора дегидрирования пропана в движущемся слое катализатора. Он может быть использован для замещения импортного катализатора, используемого ПАО «СИБУР Холдинг». Данная работа может быть успешно завершена в течение нескольких лет при сохранении финансирования.

В том же институте создана и готова к промышленной реализации технология производства нанесенных титан-магниевого катализаторов (ТМК) с использованием преимущественно отечественной сырьевой базы. По данным лабораторных и опытно-промышленных испытаний, в слу-

чае организации в России собственного производства ТМК эта разработка может позволить довести долю отечественных катализаторов при выпуске полиэтилена до 54–70%, полипропилена – до 100%. Как указывалось выше, в настоящее время есть все предпосылки для строительства завода по производству ТМК мощностью 100 тонн в год.

Кроме того, в Институте НХС им. А.В. Топчиева разработаны композиция и лабораторная технология получения титановых катализаторов синдиотактической полимеризации стирола.

**Как организация выпуска новых катализаторов на действующих мощностях, так и создание новых производств требуют инвестиций. Встает задача поиска частных инвесторов**

Там же созданы композиция и опытная технология приготовления катализатора на основе глубокодекатонированного цеолита типа H-ZSM-5 со степенью кристалличности близкой к 100% для процесса алкилирования бензола этиленом.

В одном из институтов ПАО «НК «Роснефть» оценена возможность разработки катализатора и технологии получения изопропилбензола на гетерогенном катализато-

ре. Работка композиции и технологии производства специальных цеолитов и катализаторов для алкилирования бензола этиленом и пропиленом на их основе может быть завершена не ранее чем в течение трех-четырёх лет.

На начальных стадиях находится процесс создания катализаторов для окисления этилена и параксилолов. В случае целенаправленного финансирования работ по созданию испытательной базы и НИР можно ожидать завершения разработки катализаторов окисления этилена и окисления параксилолов в ТФК в течение четырех-пяти лет.

## ЕСТЬ ЧЕМ ЗАМЕНИТЬ

Одной из важных проблем, которые возникают при замене импортных катализаторов на отечественные, является отсутствие в России испытательной базы. В том числе – опытных установок полимеризации, на которых можно было бы проверять взаимозаменяемость отечественных и импортных катализаторов применительно к конкретным требованиям производителей полиолефинов.

Проблема опытных установок полимеризации является еще более серьезной для новых перспективных отечественных катализаторов, которые могут применяться для получения новых марок полимеров, но не являются аналогами импортной продукции.

Поскольку многие разработки находятся на стадиях лабораторных исследований или опытных испытаний, это означает, что фактически отсутствует технологическая и техническая возможность замены импортных катализаторов на российские аналоги. В том числе для следующих процессов: дегидрирование пропана и бутана, полимеризация стирола, алкилирование бензола пропиленом, окисление этилена, окисление параксилола.

В то же время импортные катализаторы дегидрирования этилбензола могут быть заменены на отечественный катализатор КДЭ-2. Кроме того, по данным Института катализа им. Г.К. Борескова СО РАН, возможна замена:

- ◆ импортных катализаторов Z-501 и Z-509 на отечественный титанмагниевоый катализатор ИКТ-8–12 в процессе производства полиэтилена суспензионным методом;
- ◆ зарубежных катализаторов суспензионной полимеризации пропилена Lунх 1010 и катализаторов полимеризации в жидком пропилене Avant ZN 111–4 и Avant ZN 118 на отечественные катализаторы ИК-8–21 (А и В);

## СТАДИИ РАЗРАБОТКИ КАТАЛИЗАТОРОВ ДЛЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В РОССИИ

Процесс	Количество разработок	Количество разработок по стадиям:				
		внедрено	опытно-промышленная установка / опытно-промышленные испытания	опытная установка / опытные испытания	лабораторная установка	Количество разработчиков технологий, используемых на предприятиях по производству катализаторов
Дегидрирование пропана	3		1	1	1	нет производства
Дегидрирование бутана	3		1			2
Дегидрирование изобутана	10		1	1		8
Дегидрирование изопентана	7			1		6
Дегидрирование этилбензола	1					1
Полимеризация этилена	6		2	2	2	российских – 0
Полимеризация пропилена	1		1			нет производства
Полимеризация стирола	1				1	нет производства
Полимеризация бутадиена	4				2	2
Полимеризация изопрена	5	1			1	3
Полимеризация бутадиена со стиролом	2		1			1
Сополимеризация изобутилена и изопрена	1					1
Алкилирование бензола этиленом	4			4		нет производства
Алкилирование бензола пропиленом	3			2	1	нет производства
Окисление газофазное (производства оксида этилена)	1				1	нет производства
Окисление жидкофазное (производство ТФК)	1			1		нет производства

Источник: аналитика ОАО «НИТЭХИМ»

- ◆ иностранных катализаторов UCATB-375 и UCATG-300 на отечественный катализатор ОКХ-5 при производстве трубной марки ПЭ-80.

## СЫРЬЕВАЯ БАЗА

Одним из ключевых вопросов обеспечения импортозамещения катализаторов является наличие российской сырьевой базы для их изготовления. В настоящее время в России отсутствует производство следующих видов сырьевых продуктов, необходимых для получения катализаторов:

- ◆ прочного сферического оксида алюминия  $\theta$ -модификации с требуемыми текстурными и прочностными характеристиками (для катализаторов процессов дегидрирования пропана, эпоксилирования этилена);
- ◆ полиметилалюмоксана (MAO), силикагеля-носителя с нужными для катализаторов полимеризации характеристиками, алкилмагниевых соединений (для катализаторов полимеризации этилена и пропилена);
- ◆ четырехлористого титана, *n*-бутиллития, сложных алкилалюминиевых соединений, индивидуальных соединений РЗЭ (для катализаторов полимеризации диенов);
- ◆ неоеканоата неодима (для катализаторов полимеризации диенов);
- ◆ хлористого алюминия (для катализаторов полимеризации диенов и процессов алкилирования);
- ◆ диметилхлорсилана (для катализаторов процессов алкилирования);
- ◆ этилендиамин (для катализаторов эпоксилирования этилена);
- ◆ тетрабромэтана (для катализаторов окисления параксилола).

Поэтому для полного импортозамещения в сфере выпуска катализаторов необходимо также обеспечить создание производств перечисленных сырьевых полупродуктов.

**В стране продолжают разработки инновационных катализаторов нефтехимических процессов, производство которых уже существует в России**

## ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Итак, основными проблемами, которые влияют на возможность реализации Плана Минэнерго по рассматриваемым нефтехимическим процессам, являются следующие:

- ◆ отсутствие производственных мощностей по выпуску катализаторов, используемых в дегидрировании пропана, полимеризации пропилена и стирола, алкилировании бензола пропиленом, газофазном окислении этилена, жидкофазном окислении *n*-силола;
- ◆ недостаточный объем мощностей по выпуску катализаторов для дегидрирования бутана, полимеризации этилена, для алкилирования бензола этиленом;

- ◆ технологическая невозможность использования отечественных катализаторов в процессах по импортной технологии, в том числе в дегидрировании пропана, дегидрировании бутана;
- ◆ отсутствие разработок новых отечественных катализаторов, готовых к внедрению в производство для процессов дегидрирования пропана и бутана, полимеризации этилена, пропилена и стирола, алкилирования бензола этиленом и пропиленом, получения оксида этилена и ТФК;

**Одним из ключевых вопросов обеспечения импортозамещения катализаторов является наличие российской сырьевой базы для их изготовления**

- ◆ использование импортного сырья при получении каталитических комплексов для выпуска каучуков;
- ◆ отсутствие мощностей по производству компонентов (сырья) для катализаторов полимеризации бутадиена и изопрена;
- ◆ нестабильность финансирования разработки ряда новых видов катализаторов, прошедших стадию лабораторной установки и готовых к созданию опытных установок;
- ◆ незаинтересованность нефтехимических компаний в переходе с импортного на отечественный катализатор (в процессе дегидрирования этилбензола). Соответственно, меры по развитию производства катализаторов должны включать в себя:
- ◆ определение планов по продолжению научных разработок новых видов катализаторов;
- ◆ поиск источников финансирования НИОКР по разработке катализаторов;
- ◆ создание системы независимого тестирования новых катализаторов;
- ◆ стимулирование потребителей к переходу на отечественные катализаторы, в том числе за счет введения импортных пошлин на импортную продукцию;
- ◆ привлечение инвесторов для реализации проектов по созданию производств новых катализаторов.

Кроме того, необходимы меры по созданию и развитию производства отсутствующих в РФ компонентов катализаторов и каталитических систем.

Представляется, что в решении указанных вопросов должны играть существенную роль государственные органы (Минэнерго, Минпромторг, Минобрнауки), координируя деятельность участников рынка катализаторов, а также научных организаций – разработчиков катализаторов.

Создание и развитие производств отечественных катализаторов для ключевых нефтехимических процессов с целью снижения рисков в сфере экономической безопасности будет также способствовать повышению научного потенциала нефтехимической отрасли, организации предприятий с высокой добавленной стоимостью, увеличению занятости и общему росту промышленного производства. **■**



# Добыча нефти в Норвегии упадет до 30-летнего минимума

Перевод МАРИИ ИВАНИНОЙ

По материалам изданий Reuters, Offshore Engineer, Oilprice.com

Несмотря на контроль затрат, повышение эффективности и активности в прибрежной акватории Норвегии, добыча нефти крупнейшего в Западной Европе производителя нефти упала в 2018 году по сравнению с 2017 годом и, как ожидается, в этом году достигнет самого низкого с 1988 года уровня.

В прошлом году добыча нефти в Норвегии упала до 1,49 млн барр/сут., снизившись на 6,3% по сравнению с добычей 1,59 млн барр/сут. в 2017 году, по данным Норвежского нефтяного директората (NPD) – государственного агентства, управляющего нефтегазовыми ресурсами скандинавской страны. По прогнозам NPD, добыча нефти в этом году снизится еще на 4,7% по сравнению с прошлым годом и достигнет в 2019 году самого низкого уровня за последние 30 лет – 1,42 млн барр/сут., хотя в последующие годы она должна восстановиться.

Снижение добычи норвежской нефти в 2018 году по сравнению с предыдущим годом не стало сюрпризом, но спад «оказался больше, чем ожидалось», заявили в NPD. Частично падение добычи произошло также из-за того, что некоторые из новых месторождений являются более сложными, чем ранее предполагалось, а некоторые не оправдали прогнозы, главным образом потому, что было пробурено меньше скважин, чем планировалось. Например, в октябре 2018 года германская компания Wintershall предупредила, что ее нефтегазовое место-

рождение Мария на Норвежском шельфе не полностью соответствует ожиданиям в связи с проблемами закачки воды в пласт. И эти проблемы еще не решены, заявила генеральный директор NPD Бенте Ниланд.

Операторы на норвежском шельфе приложили огромные усилия, чтобы попытаться сделать даже небольшие открытия прибыльными, подключив их к существующим и эксплуатационным платформам с нефтехранилищами. Однако одни только эти мелкие находки не могут компенсировать зрелость месторождений, истощение вследствие выработки – Норвегия нуждается в открытии крупных месторождений нефти и нуждается в них в ближайшее время, учитывая, что время от открытия до введения в эксплуатацию составляет несколько лет.

**По прогнозам Норвежского нефтяного директората, добыча нефти в этом году снизится еще на 4,7 % по сравнению с прошлым годом и достигнет в 2019 году самого низкого уровня за последние тридцать лет – 1,42 млн барр/сут., хотя в последующие годы она должна восстановиться**

Ожидается, что добыча нефти может резко вырасти только в 2020–2023 годах благодаря запуску в конце 2019 года месторождения Йохан Свердруп – североморского гиганта, как называет его оператор Equinor. Йохан Свердруп, с ожидаемыми ресурсами 2,1–3,1 млрд барр н.э., является одним из крупнейших открытий, когда-либо сделанных на норвежском континентальном шельфе. В течение следующих 50 лет это будет один из самых важных промышленных проектов в Норвегии, и на его пике добыча проекта составит 25% от общего объема добычи нефти в Норвегии, подсчитали в Equinor.

Но наихудшей новостью для добычи нефти в Норвегии при нынешнем положении дел является то, что после Йохана Свердрупа и Йохана Кастберга в Баренцевом море, которые запланировали свою первую добычу нефти на 2022 год, у Норвегии нет крупных нефтяных месторождений, еще не введенных в разработку, и других проектов по поддержанию добычи нефти после середины 2020-х годов. NPD начал предупреждать еще в прошлом году, что с середины 2020-х годов добыча на шельфе Норвегии начнет сокращаться, «поэтому необходимо как можно быстрее делать новые крупные открытия месторождений, чтобы поддерживать производство на том же уровне с середины 2020-х годов».

Согласно оценке ресурсов NPD, почти две трети нераскрытых ресурсов находятся в Баренцевом море. «Поэтому эта область будет важна для поддержания производства в долгосрочной перспективе», – сказал регулятор.

## НАДЕЖДЫ НА РОСТ

«После незначительного снижения в 2019 году добыча нефти и газа будет увеличиваться в 2020 году вплоть до 2023 года. В целом добыча в тот период приблизится к рекордному 2004 году», – также считают в Норвежском нефтяном директорате.

«Уровень активности на норвежском шельфе высок. Прогнозы добычи на ближайшие несколько лет являются многообещающими и закладывают основу для существенных доходов как для компаний, так и для норвежского общества. Существует значительный интерес к разведке нефти и газа», – заявила, в свою очередь, генеральный директор NPD Бенте Ниланд.

В прошлом году геологоразведочная деятельность нефтяников была значительно выше, чем в предыдущие два года. Количество разведочных скважин резко возросло, и было выдано 87 новых лицензий на добычу, что стало новым рекордом. Всего в прошлом году было пробурено 53 разведочные скважины по сравнению с 36 в 2017 году. Планы компаний показывают, что это число, вероятно, останется на том же высоком уровне и в 2019 году. 11 новых месторождений было открыто с предварительной оценкой извлекаемых ресурсов в 82 млн м<sup>3</sup> н.э. Это больше, чем в любом году из трех предыдущих.

Основными причинами увеличения объема геологоразведочных работ являются снижение затрат, повышение цен на нефть, что увеличивает рентабельность геологоразведочных работ, а также новые и улучшенные сейсмические данные на больших участках шельфа, считают в NPD.

Норвегия, кроме того, является важным долгосрочным поставщиком газа в Европу. Газ способствует более устойчивому развитию тремя способами: обеспечивая разумный и стабильный доступ к энергии, вытесняя использование угля и поддерживая производство возобновляемой энергии. «В ближайшее время будет больше доступных мощностей в трубопроводах и другой инфраструктуре для газа. Это означает, что разведка газа будет более привлекательна, и важно, чтобы отрасль воспользовалась этой возможностью», – говорит Ниланд.

**Норвегия нуждается в открытии крупных месторождений нефти и нуждается в них в ближайшее время, учитывая, что время от открытия до введения в эксплуатацию составляет несколько лет**

На конец года на норвежском шельфе насчитывалось 83 работающих месторождения. Одно из них – Ааста Ханстейн (Aasta Hansteen) – было запущено в эксплуатацию в 2018 году. Одновременно с запуском Ааста Ханстейн, трубопровод «Поларлед» (Polarled) начал работу по подаче

газа на технологический объект в Нихамне в округе Мёреог-Ромсдал. Ааста Ханстейн и «Поларлед» представляют новую инфраструктуру в северной части Норвежского моря, открывая новые возможности в этой части шельфа.

**Австрийская компания OMV и ее партнеры планируют инвестировать до \$6 млрд на начальном этапе в разработку арктического месторождения нефти Вистинг, самой северной нефтяной находки Норвегии. Добыча на нем может начаться в течение десятилетия**

В прошлом году компании представили планы развития и эксплуатации трех новых проектов, а девять планов были утверждены. Семь планов касаются разработок месторождений, связанных с уже существующей инфраструктурой.

«Хорошая эксплуатация инфраструктуры и сотрудничество в рамках лицензий на добычу означают более низкие затраты на разработку и позволяют разрабатывать небольшие и средние месторождения таким образом, чтобы это было выгодно. Это становится все более важным по мере выработки шельфа», – считают в NPD.

Запасы – это ресурсы, для которых были разработаны и приняты планы развития. В прошлом году впервые прирост запасов нефти превысил амбициозную кривую роста запасов, разработанную Норвежским нефтяным директором на период с 2013-го по 2023 год. Причины этого очень позитивного события заключаются в том, что разрабатывается больше месторождений и проводится более эффективная работа по улучшению восстановления месторождений, находящихся в эксплуатации.

Инвестиции в норвежский шельф в 2018 году были примерно на том же уровне, что и в предыдущем году, но некоторые из происходящих в настоящее время разработок,

в первую очередь Йохан Свердруп и Йохан Кастберг, будут способствовать значительному росту в 2019 году.

В последние годы отрасль проделала хорошую работу по контролю над расходами и повышению эффективности, что привело к значительному сокращению затрат на разведку, разработку и эксплуатацию. Это важно для обеспечения конкурентоспособности норвежского шельфа и хорошего управления ресурсами. «Более низкий уровень затрат также отражается в новых одобренных проектах. Это проекты, которые выгодны как для компаний, так и для норвежского общества. Общий сценарий состоит в том, что новые проекты развития будут оставаться прибыльными даже при значительно более низких ценах на нефть, чем текущий уровень», – говорит Ниланд.

## САМОЕ СЕВЕРНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Австрийская компания OMV и ее партнеры планируют инвестировать до \$6 млрд на начальном этапе в разработку арктического месторождения нефти Вистинг (Wisting), самой северной нефтяной находки Норвегии. Добыча на нем может начаться в течение десятилетия.

OMV принадлежит 25%-я доля в лицензии Вистинг, партнерами по разработке являются Equinor, норвежская государственная компания Petoro и японская Idemitsu. Вистинг – самое северное нефтяное месторождение Норвегии, расположенное в 300 километрах (186 миль) к северу от материковой части этой скандинавской страны.

Норвежский нефтяной директорат заявил, что открытое месторождение по ожиданиям должно иметь значительный потенциал. После бурения в 2017 году оценочной скважины на площадке предполагаемый размер извлекаемых ресурсов находки увеличился с 350 до 440 млн барр нефти.

В качестве производственного объекта будет использоваться плавучее судно для добычи, хранения и разгрузки (FPSO), а нефть с месторождения будет экспортироваться танкерами.

Норвежское правительство очень заинтересовано в том, чтобы нефтяные компании разрабатывали новые нефтяные и газовые месторождения в Баренцевом море и поэтому рассматривает возможность строительства нефтяного терминала на материковой части Норвегии для обработки экспорта нефти с морских месторождений. 📰

Доступная аналитика  
высочайшего качества

[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)



# РЕЙТИНГ 18

## Рейтинг нефтегазовых компаний

---

Система мониторинга и анализа СМИ и соцмедиа СКАН ([www.scan-interfax.ru](http://www.scan-interfax.ru)) подготовила исследование присутствия нефтегазовых компаний в СМИ в 2018 году.

В исследовании собраны данные по медиаактивности 25 ведущих компаний отрасли в разрезе числа упоминаний, заметности их в СМИ, «слышимости» прямой речи.

### РЕЙТИНГ УПОМИНАЕМОСТИ

#### ЛИДЕРЫ

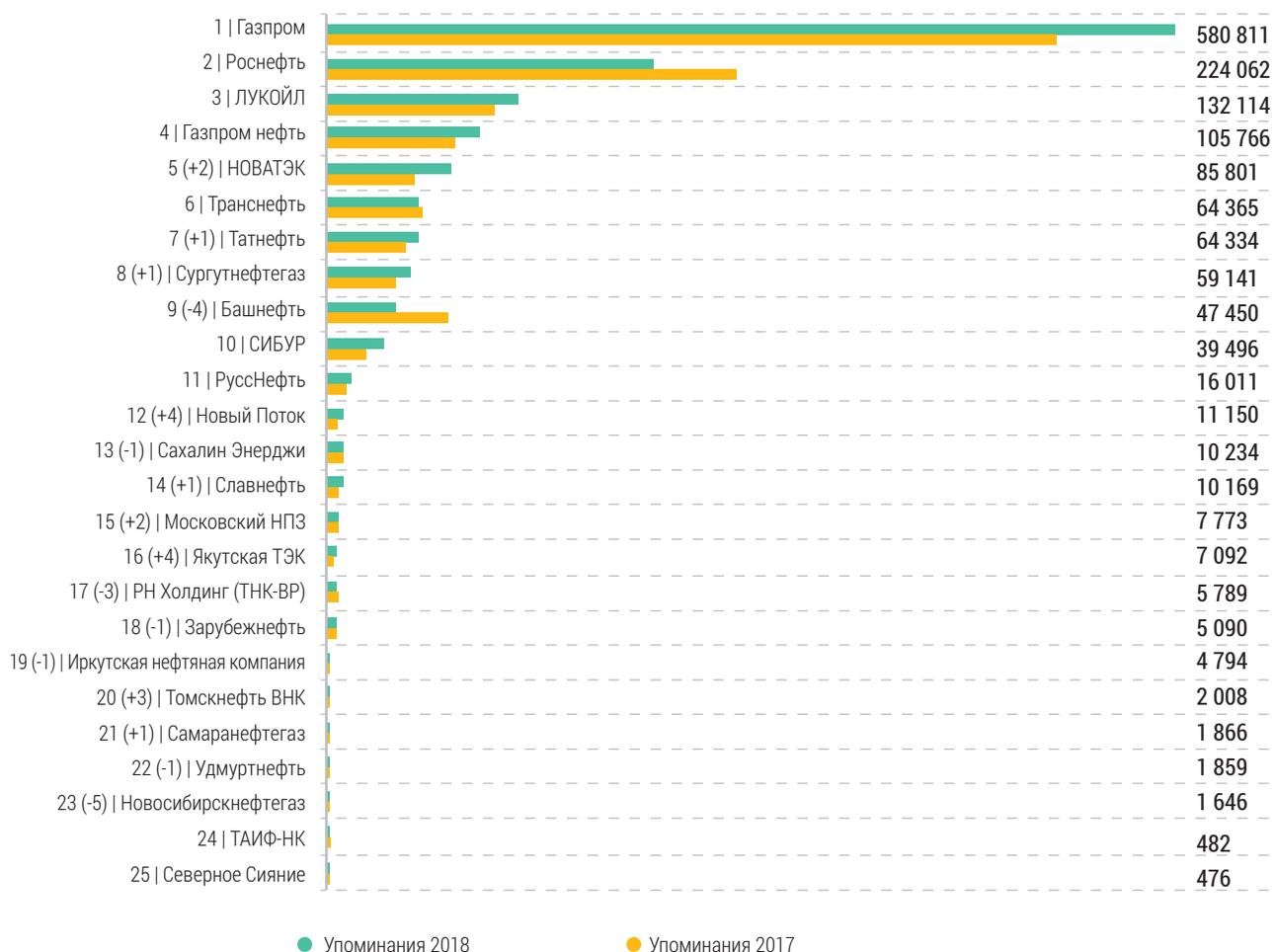
Нефтегазовая отрасль – одна из самых консолидированных в российской экономике. На протяжении последних лет СМИ наиболее активно упоминают три компании: «Газпром», «Роснефть» и ЛУКОЙЛ. Причем лидер отрасли «Газпром» по количеству упоминаний более чем в два раза опережает своего ближайшего преследователя – компанию «Роснефть». А общее количество упоминаний «Газпрома» и «Роснефти» в прессе значительно превышает совокупный показатель для всех остальных компаний нефтегазовой сферы.

В 2018 году компанию «Газпром» в медиа упоминали на 16% чаще, чем годом ранее. Основными темами обсу-

ждения стали поставки газа на Украину, реализация газотранспортных проектов «Северный поток-2» и «Турецкий поток», санкционное давление на нефтегазовый сектор российской экономики.

Количество упоминаний «Роснефти» в 2018 году снизилось на 20% по сравнению с предыдущим годом. Снижение показателя связано сразу с несколькими обстоятельствами. Первое – глава «Роснефти» Игорь Сечин стал реже появляться в публичном пространстве. Количество его упоминаний за 2018 год снизилось в 2 раза к 2017 году. Дело в том, что в 2017 году в прессе активно обсуждался арест Алексея Улюкаева, занимавшего тогда пост министра экономического развития, который был задержан сразу после беседы с Игорем Сечиным.

## УПОМИНАНИЯ В СМИ. ТОП-25 КОМПАНИЙ ОТРАСЛИ



Второе – в 2017 году СМИ активно обсуждали конфликт «Роснефти» и АФК «Система» Владимира Евтушенкова из-за «Башнефти»: контрольный пакет акций «Башнефти» в 2016 году перешел «Роснефти». В 2018 году обсуждение этих тем пошло на спад.

Основными темами в освещении деятельности компании в 2018 году стали: рост цен на бензин в РФ, дача Игорем Сечиным показаний в суде по делу Алексея Улюкаева, переизбрание Герхарда Шредера председателем совета директоров «Роснефти».

Количество упоминаний ЛУКОЙЛа за 2018 год выросло на 14%. СМИ активно обсуждали повышение цен на бензин в РФ и заключение соглашения о сдерживании их роста, инвестиции ЛУКОЙЛа в газохимический комплекс на Ставрополье, лидерство ЛУКОЙЛа в рейтинге крупнейших частных компаний России.

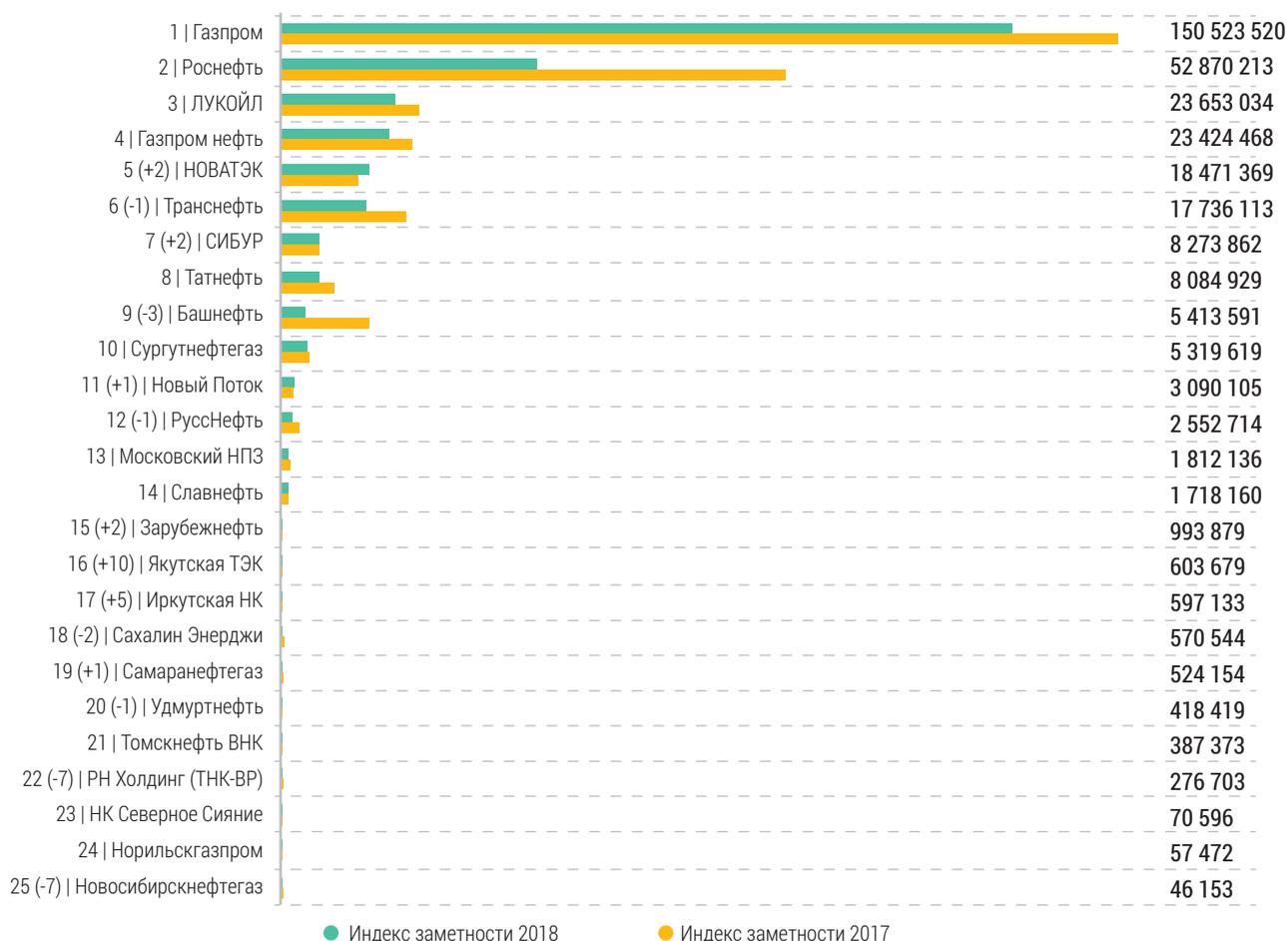
## ВЗЛЕТЫ И ПАДЕНИЯ

Группа компаний «Новый Поток» за год поднялась в рейтинге сразу на четыре позиции – с 15-го на 11-е место. В 2018 году группа активизировала PR-сопровождение своей деятельности, помогло этому и вхождение представителей Сбербанка в состав правления «Нового Потока». Количество упоминаний компании за 2018 год выросло почти на 60%.

А вот компания «Башнефть» опустилась в рейтинге упоминаемости компаний нефтегазового сектора с 4-го на 8-е место. Это связано с тем, что в 2017 году СМИ активно освещали судебные разбирательства между «Роснефтью» (основным акционером «Башнефти») и АФК «Система». В 2018 году эта тема освещалась уже в меньшей степени, соответственно показатель упоминаемости компании снизился на 44%.

# РЕЙТИНГ ЗАМЕТНОСТИ

## ИНДЕКС ЗАМЕТНОСТИ. ТОП-25 КОМПАНИЙ ОТРАСЛИ



## ЛИДЕРЫ

В 2018 году «Газпром» продолжал удерживать безоговорочное лидерство среди российских компаний нефтегазового сектора не только по количеству упоминаний, но и по Индексу заметности.

Причем лидерство по данному показателю было даже более значительным: «Газпром» почти в три раза опередил своего ближайшего преследователя, компанию «Роснефть» по Индексу заметности.

Величина Индекса заметности «Газпрома» оказалась аналогична совокупному показателю индекса всех остальных компаний из ТОП-25 нефтегаза.

«Роснефть», занимающая вторую позицию в рейтинге

Индекса заметности, более чем в два раза опередила компанию ЛУКОЙЛ, находящуюся на третьей строчке. Снижение индекса у «Роснефти» за 2018 год было довольно существенным – 49%, у ЛУКОЙЛа индекс снизился на 17%.

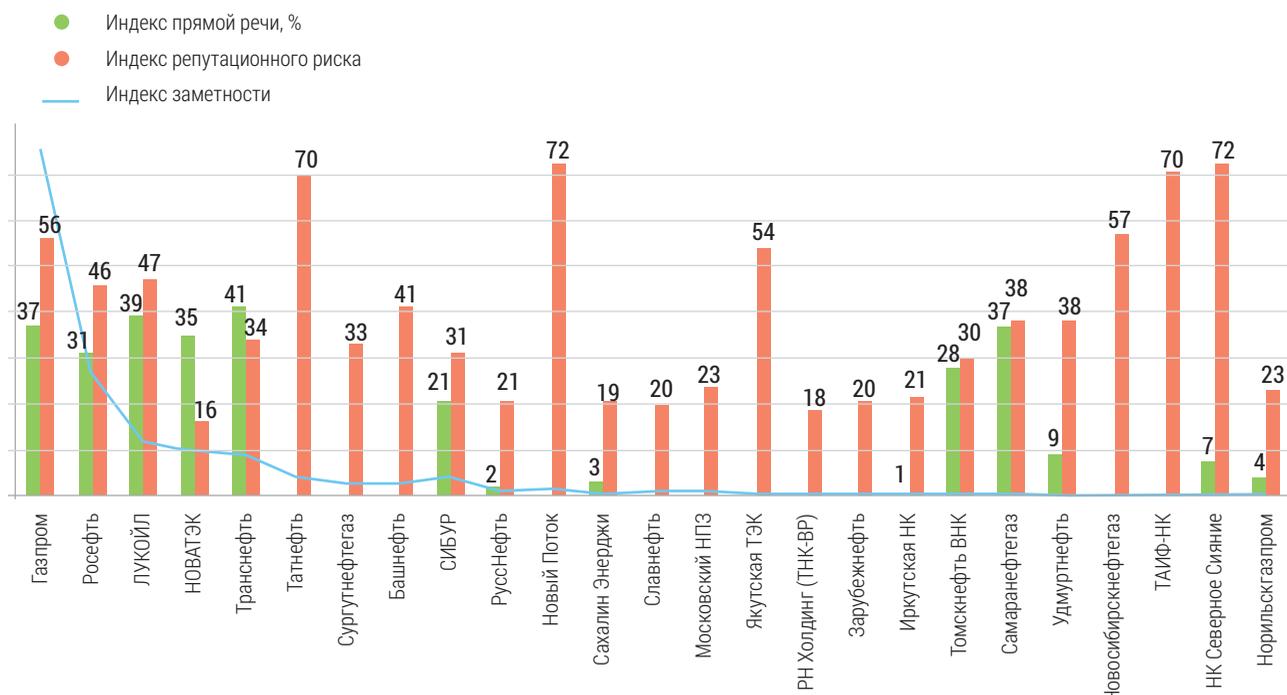
## ВЗЛЕТЫ И ПАДЕНИЯ

В рейтинге заметности в 2018 году сразу на 10 позиций вверх – на 15-е место с 25-го – взлетела Якутская топливно-энергетическая компания (ЯТЭК). Столь стремительный взлет стал следствием ареста совладельца группы «Сумма» Зиявудина Магомедова, который контролирует Якутскую ТЭК.

За арестом Магомедова последовали финансовые иски к ЯТЭК со стороны Сбербанка и других кредиторов компании. Эти события активно освещались средствами массовой информации: Индекс заметности Якутской ТЭК взлетел в 2018 году сразу в 43 раза.

Индекс заметности «Башнефти» за 2018 год снизился в 3 раза, компания опустилась в рейтинге на три позиции – на 8-ю строчку с 5-й. Снижение показателя стало следствием завершения судебных разбирательств компании с АФК «Система».

## PR-ИНДЕКСЫ. ТОП-25 КОМПАНИЙ ОТРАСЛИ



## ИНДЕКС ПРЯМОЙ РЕЧИ

Компании нефтегазового сектора, занимающие первые пять мест в рейтинге заметности, продемонстрировали также высокий уровень Индекса прямой речи – от 31 до 41% от общей массы всех публикаций. Это свидетельствует о том, что в 31–41% материалов с упоминанием «Газпрома», «Роснефти», ЛУКОЙЛа, НОВАТЭКа и «Транснефти» приводились комментарии представителей самих компаний. Столь высокая публичная активность данных компаний связана с глобальным масштабом ведения бизнеса и его зависимости от мировой политической и экономической конъюнктуры.

Так, «Газпром», находящийся в зоне репутационного риска из-за противостояния с НАК «Нафтогаз Украины» и санкционного давления, вынужден максимально точно представлять свою позицию по широкому спектру вопросов, касающихся деятельности компании в первую очередь на внешних рынках. Высокая вовлеченность во внеш-

неэкономическую деятельность «Роснефти», ЛУКОЙЛа, НОВАТЭКа и «Транснефти» также заставляет эти компании вести активную коммуникацию в медийном поле.

Высокие показатели Индекса прямой речи продемонстрировали в 2018 году компании «Самаранефтегаз» – 31%, «Томскнефть» – 28% и СИБУР – 21%.

У 11 компаний из 25 Индекс прямой речи находится у нулевой отметки. Это говорит о том, что компании «Татнефть», «Сургутнефтегаз», «Башнефть», «Новый Поток», «Славнефть», Московский нефтеперерабатывающий завод, Якутская топливно-энергетическая компания, «РН Холдинг» (ТНК-ВР), «Зарубежнефть», «Новосибирскнефтегаз» и ТАИФ-НК крайне мало публично комментировали свою деятельность.

При этом компании «Татнефть», «Новый Поток», ТАИФ-НК, Якутская топливно-энергетическая компания и «Новосибирскнефтегаз» находятся в зоне репутационного риска

КОМПАНИИ ТОП-25. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА

Показатели 2018 г. и их изменение к 2017 г. (цветовое отображение)

Объекты	Упоминания	Индекс заметности	Индекс прямой речи, %	Индекс репутационного риска
Газпром	580 811	150 523 520	37	55
Роснефть	224 062	52 870 213	31	46 (рост показателя к 2017 г.)
ЛУКОЙЛ	132 114	23 653 034	39	47
НОВАТЭК	85 801	18 171 369	35	16
Транснефть	64 365	17 736 113	41	34
Татнефть	64 664	8 084 929	0	70 (снижение показателя к 2017 г.)
Сургутнефтегаз	59 141	5 319 619	0	33
Башнефть	47 450	5 413 591	0	41
СИБУР	39 496	8 273 862	21	31
РуссНефть	16 011	2 552 714	2	21 (показатель не изменился к 2017 г.)
Новый Поток	11 150	3 090 105	0	72
Сахалин Энерджи	10 234	570 544	3	19
Славнефть	10 169	1 718 160	0	20
Московский НПЗ	7 773	1 812 130	0	23
Якутская ТЭК	7 092	603 679	0	54
РН Холдинг (ТНК-ВР)	5 780	276 703	0	18
Зарубежнефть	5 090	993 879	0	20
Иркутская НК	4 794	597 133	1	21
Томскнефть ВНК	2 008	387 373	28	30
Самаранефтегаз	1 866	524 154	37	38
Удмуртнефть	1 859	418 419	9	38
Новосибирскнефтегаз	1 646	46 153	0	57
ТАИФ-НК	482	9 147	0	70
НК Северное Сияние	476	70 596	7	72
Норильскгазпром	465	57 472	4	23

(причем первые три компании в зоне высокого репутационного риска). Высказывание собственной позиции могло бы способствовать некоторому улучшению качества информационного поля этих компаний.

В зоне высокого репутационного риска в 2018 году также находилась НК «Северное Сияние». Однако НК «Северное Сияние» комментировала свою позицию – Индекс прямой речи у компании составил 7%.

Стоит отдельно выделить компании НОВАТЭК и «Транснефть». Индекс прямой речи только у этих компаний

превысил Индекс репутационного риска, причем у НОВАТЭКа – более чем в два раза.

Медиаполе компании НОВАТЭК является самым качественным и сбалансированным в российском нефтегазовом секторе – у компании самый низкий в отрасли Индекс репутационного риска – 16 пунктов, высокий уровень Индекса прямой речи – 35%, отличные показатели Индекса заметности и количества упоминаемости в СМИ. Все это позволяет ей ежегодно улучшать свои позиции в отраслевых рейтингах. 

23-28 ИЮНЯ 2019 САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



# FUTURE LEADERS FORUM 2019

6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ  
МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

ПЛАТИНОВЫЙ СПОНСОР



[www.flf-russia.com](http://www.flf-russia.com)

FACEBOOK  
EVENT





# Дни Нефти и Газа в России 2019

## MIOGE | НЕФТЬ И ГАЗ

16-я Международная выставка  
нефтегазового оборудования  
и технологий

23–26 апреля 2019



Москва  
Крокус Экспо

[mioge.ru](http://mioge.ru)

## РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

«Растущая Энергия  
Глобального Партнерства»

23–25 апреля 2019

## Держим курс на ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Официальная поддержка

