



www.ngv.ru

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

ФЕВРАЛЬ '20
№3-4 (466)

БУДУЩЕЕ – ЗА ШЕЛЬФОВЫМИ
ПРОЕКТАМИ

Стр. 12



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

14–15 апреля 2020
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»
www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2020



13–16 апреля 2020
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»
www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Февраль 2020
№ 3-4 (466)



В номере:

СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

- 4 Коротко о главном

ТЕМА НОМЕРА

- 8 Риски ТЭК при освоении
Арктической зоны
Н. Селезнев

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- 19 Налоговая «справедливость»
Д. Пигарев
Е. Тыртов
- 27 На пути к чистой Арктике
А. Книжников



ТЕМА НОМЕРА

БУДУЩЕЕ –
ЗА ШЕЛЬФОВЫМИ
ПРОЕКТАМИ

12

16+

- 37 Льготы делят Арктику
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 42 ИМО 2020: новые экологические
требования уже реальность
И. Хакк
И. Аветисян

- 48 Россия и Германия: новый
энергодIALOG
В. Пермьяков

- 54 Давос: предсказания
энергетического климата
П. Богомолов

КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 60 Развитие СМП: не так быстро,
как хотелось бы
Подготовлено медиа-группой «ПортНьюс»
специально для «Нефтегазовой
Вертикали»
- 65 Новые возможности арктической
логистики
М. Григорьев

- 72 Мы пойдем на север
В. Прусаков

В МИРЕ

- 82 Газовый мир в 2019 году
О. Виноградова
- 89 Дилеммы боливийской газовой
промышленности
П. Рамирес
А. Колпаков
- 96 Бизнес превыше политики
Т. Шмелева

НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ

- 100 Нефть без серы – это реальность
Г. Шмаль, А. Замрий
Н. Викторова, Л. Алиева
- 107 Супермозг добычи
А. Федотов
- 115 Памяти товарища, коллеги,
профессионала
А. Конопляник
- 120 Рейтинг нефтегазовых
компаний – 2019
СКАН-Интерфакс

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

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор

Александр Клевлин
klevlin@ngv.ru

Редакция

Главный редактор
Ирина Кезик
kezik@ngv.ru

Шеф-редактор

Валерий Андрианов
andrianov@ngv.ru

Заместитель главного редактора по спецпроектам

Наталья Субботина
snr@ngv.ru

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
podpiska@ngv.ru

Дизайн и верстка

ООО Печатное Бюро «Модуль»

Вебсайт www.ngv.ru

Дмитрий Ананьев
adg@ngv.ru

Администратор

Анастасия Маркина
office@ngv.ru

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати

Регистрационное свидетельство
№ 016629

Заявленный тираж
15 000 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

Почтовый адрес:

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

Представитель в Азербайджане

(г. Баку)

Владимир Мишин
mishin1306@mail.ru

Тел./факс: (99412) 465-9432



ООО «Торгово-технический Дом Татнефть»: формула лидера

Миссия ООО «Торгово-технический Дом Татнефть»: повышение эффективности заказчика путём предоставления в срок инновационных продуктов и услуг высокого качества.

Современные бизнес-вызовы требуют кардинальной трансформации бизнес-процессов, что привело к необходимости поиска новых направлений развития системы продвижения технологий, продукции и услуг Группы «Татнефть». С этой целью в структуре ПАО «Татнефть» в 2001 году было создано ООО «Торгово-технический Дом Татнефть».

19

Лет на рынке

>140

Видов реализуемой
продукции

>190

Крупных
контрактов

>50

Основных
заказчиков

В рамках ООО «Торгово-технический Дом» успешно выстраивается уникальная система реализации технологий, продукции и услуг предприятий Группы «Татнефть». Мы предлагаем:

1. Индивидуальный подход к решению современных бизнес-вызовов заказчика;
2. Гибкую ценовую политику;
3. Оперативность выполнения заказов;
4. Развитие института партнерства.

ООО «Торгово-технический Дом Татнефть» находится в непрерывном динамичном развитии и готово к новым формам сотрудничества.

Горизонт наших возможностей постоянно расширяется, и на сегодняшний день в него входят:

- Геологоразведочные работы;
- Научно-исследовательские работы;
- Строительство и ремонт скважин;
- Обустройство нефтегазовых месторождений;
- Строительство НГПЗ (опыт-ЕПС контракт АО «ТАНЕКО»);
- Супервайзерское сопровождение;

- Автоматизация производственных процессов;
- Услуги в области повышения эффективности производственных процессов;
- Нефтехимическая продукция;
- Продукция металлургического и машиностроительного комплекса;
- Сервис, гарантийное и постгарантийное обслуживание;
- Автотранспортные услуги;
- Обучение персонала и подготовка кадров;
- Продукция из стекловолокна;
- Шинная продукция;
- Банковские услуги (кредит, факторинг, лизинг);
- Снабжение (комплектация заказов).

На сегодняшний день ООО «ТТД Татнефть» имеет широкую географию деятельности: Республика Беларусь, Казахстан, Узбекистан, Туркменистан, Куба. В 2019 г. организованы поставки нефтегазового оборудования в ЕС (Эстонская Республика).

Ежегодно наша компания получает множество положительных отзывов от наших партнеров и высокую оценку продуктов Группы «Татнефть».



ООО «Торгово-технический Дом Татнефть»

Электронный магазин: ttd.market

Адрес: 423250, Республика Татарстан,
г. Лениногорск, ул. Чайковского, д.33
Тел./факс: +7(85595) 2-62-91
Сот.: +7 (953) 407-33-33
e-mail: ttd@tatneft.ru
ttd.tatneft.ru

КОРОТКО О ГЛАВНОМ

ЦЕНА:

\$183

Во столько оценивает стоимость одного барреля нефти в 2050 году Минэнерго США.

ЦИТАТА:

«По итогам моих разговоров с [председателем правления «Газпрома» Алексеем] Миллером могу сказать, что реализация проекта должна быть закончена и запуск его в работу должен состояться в конце 2020 года либо самое позднее в первом квартале 2021 года», – заявил посол ФРГ в России Геза Андреас фон Гайр на встрече со студентами Уральского федерального университета».

ЦИФРА:

**\$100
МЛРД**

ЛУКОЙЛ готовит новую стратегию: за 10 лет инвестиции могут превысить указанную сумму. Об этом глава компании Вагит Алекперов рассказал на встрече с Президентом РФ Владимиром Путиным.

ПЕРСОНА: ЮРИЙ БОРИСОВ



Курировать ТЭК в правительстве будет Юрий Борисов, сменивший Дмитрия Козака, который занимался отраслевыми вопросами с мая 2018 года. Юрий Борисов до этого занимался вопросами оборонно-промышленного комплекса, в 2018 году он был назначен на должность заместителя председателя правительства РФ.

СОБЫТИЕ: КОРОНАВИРУС ЗАСТАВИЛ КОМИТЕТ ОПЕК+ СОБРАТЬСЯ РАНЬШЕ ЗАПЛАНИРОВАННОГО



Влияние ситуации с коронавирусом на рынок нефти проанализирует технический мониторинговый комитет ОПЕК+, который соберется раньше запланированного времени. Из-за сложившейся ситуации с коронавирусом заседание техкомитета пройдет 4–5 февраля. Ранее планировалось провести заседание в марте перед министерскими встречами. Министерские встречи по плану должны пройти в Вене 5–6 марта. Об этом сообщило РИА «Новости» со ссылкой на свои источники. Кроме того, Reuters сообщило о планах комитета сократить добычу еще на 500 тыс. барр/сут.



Источники бесперебойного питания Kehua Tech серии FR-UK DL

К источникам бесперебойного питания (ИБП) для нефтегазовой промышленности предъявляются особые требования. К ним относятся:

- ♦ высокая надежность и отказоустойчивость, реализация схем резервирования (N+1, N+2) или дублирования (2N);
- ♦ возможность работы в условиях неблагоприятной электромагнитной обстановки;
- ♦ устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам;
- ♦ работа в расширенном температурном диапазоне, в условиях агрессивных сред.

Далеко не все ИБП смогут работать в таких условиях, но у компании Kehua есть решение: ИБП FR-UK DL промышленного назначения, специально созданный для работы в тяжелых промышленных условиях и сетях плохого качества. Существуют версии данного устройства с трехфазным входом и выходом или трехфазным входом и однофазным выходом.

Для простого управления и сокращения времени реагирования на нештатные ситуации ИБП компании Kehua оснащает свои ИБП сенсорным интуитивно-понятным русифицированным дисплеем, а также светодиодной индикацией состояния. При необходимости на лицевой панели можно дополнительно установить стрелочные приборы.

В серии FR-UK DL для увеличения надежности используются дополнительные датчики контроля температуры критических компонентов. Охлаждение ИБП осуществляется с помощью отдельных воздушных каналов, что значительно увеличивает эффективность вентиляции. В конструкции ИБП применяется резервирование вентиляторов и возможность быстрой их замены при выходе из строя.

Во избежание влияния случайных действий персонала управление инвертором осуществляется с помощью одновременного нажатия двух кнопок.

Для увеличения надежности устройства применяется также дублирование блоков питания. При выходе из строя одного блока ИБП продолжает работать в штатном режиме. В корпус источника бесперебойного питания встроено устройство защиты от импульсных помех (УЗИП). Для осуществления полной гальванической развязки и обеспечения соответствия отраслевым нормам используются два трансформатора: на входе и на выходе.

В ИБП компании Kehua FR-UK DL существует возможность работы с внешними аккумуляторными батареями (АКБ) напряжением 220 В, имеется функция «холодного старта». Кабельный ввод может быть осуществлен сверху или снизу устройства, корпус имеет степень защиты IP31. Все платы в данной серии с двух сторон покрыты тремя слоями защитного лака, что обеспечивает надежную защиту от возможных механических повреждений, воздействия соляного тумана и других неблагоприятных факторов.

Удаленный мониторинг ИБП осуществляется с помощью внутренних SNMP-плат или внешних SNMP-адаптеров, к которым можно подключить до четырех датчиков измерения температуры и влажности в помещении.



Среди других особенностей ИБП серии FR-UK DL:

- ♦ распределенная система управления;
- ♦ широкий диапазон входного напряжения (– 25%) без перехода на батарею, что увеличивает срок службы АКБ;
- ♦ 12-пульсный выпрямитель для снижения входных гармонических искажений;
- ♦ возможна установка ИБП в параллельную систему с целью резервирования или наращивания мощности с возможностью работы на общую батарею;
- ♦ фронтальный доступ для сервисного персонала, а также быстрый доступ ко всем компонентам системы для их быстрой замены.



Компания "Абсолютные Технологии"

Адрес: 125167, Россия, Москва, Авиационный переулок, д.5

Телефон/факс: +7 (495) 234-98-88

Email: info@absolutech.ru

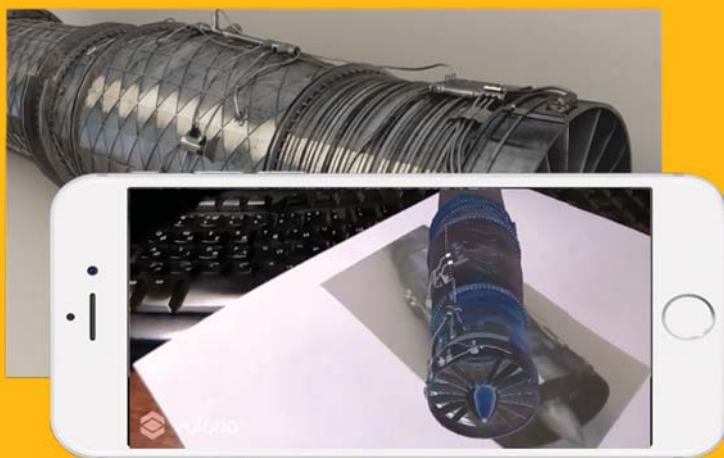
www.absolutech.ru

www.kehua-ups.ru/

ЭФФЕКТИВНАЯ ПРЕЗЕНТАЦИЯ И КРЕАТИВНАЯ ВИЗУАЛИЗАЦИЯ РЕКЛАМЫ

в журнале «Нефтегазовая Вертикаль»

ДОПОЛНЕННАЯ РЕАЛЬНОСТЬ



ИНТЕРАКТИВНЫЙ ФОРМАТ ЖУРНАЛЬНЫХ ПОЛОС

Возможности:

1. Видеозаставка внутри рекламной полосы;
2. 3D-модель вашего продукта;
3. Звуковое сопровождение.

РЕКЛАМА В ЖУРНАЛЕ «НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ» 2020 г.

Формат	Стоимость, руб. (с учетом НДС 20 %)	Видеозаставка		3D-модель	
		вариант 1а	вариант 1б	вариант 2а	вариант 2б
		Стоимость, руб. (с учетом НДС 20 %)			
Обложка номера					
4-я обложка	198 000	213 000	228 000	218 000	268 000
2-я обложка	187 000	202 000	217 000	207 000	257 000
Реклама внутри номера					
Разворот (2 полосы)	193 000	208 000	223 000	213 000	263 000
1/1 после содержания номера	145 200	160 200	175 200	165 200	215 200
1/1 внутри номера	121 000	136 000	151 000	141 000	191 000

Видео заставка

1. Вариант

- а) С готовым видео файлом заказчика
- б) Мы делаем заставку длительность 30 сек.

3D-модель

2. Вариант

- а) Модель в FBX или OBJ есть у заказчика
- б) Мы делаем модель, по запросу



Пример работы приложения.
Скачайте приложение. Наведите смартфон на данную страницу.



НАМ 25 ЛЕТ!

2020

ДОРОГИЕ КОЛЛЕГИ, ПАРТНЕРЫ, ДРУЗЬЯ!

В этом году журнал «Нефтегазовая Вертикаль» отмечает свой 25-летний юбилей. Коллектив редакции сердечно благодарит всех, кто все эти годы был с нами, – читателей, авторов, рекламодателей, и дарит новый интерактивный формат журнальных полос. Уверены, что они принесут вам немало удовольствия и хорошего настроения. И если вы захотите оформить свой рекламный модуль или статьи, также будем рады вам помочь!

Коллектив журнала «Нефтегазовая Вертикаль»

www.NGV.ru

ДАННАЯ ПОЛОСА СОДЕРЖИТ ДОПОЛНЕННУЮ РЕАЛЬНОСТЬ (AR)

1. Скачайте приложение по QR-коду.
2. Установите приложение, приняв необходимые разрешения системы *.
3. Откройте приложение и наведите на эту страничку.



NGV2020.apk



Риски ТЭК при освоении Арктической зоны

НИКОЛАЙ СЕЛЕЗНЕВ
Профессор МААМ/IAAM

Арктическая зона России занимает территорию от Мурманской области до Чукотки с шириной полосы континентальной части от нескольких сотен до 2 тыс. километров, в том числе это все острова, расположенные в Северном Ледовитом океане. Арктика – один из последних малоизмененных эко-регионов Земли, который более всего подвержен негативному влиянию климатических изменений. Одна из адаптационных мер для арктических экосистем к изменению климата – минимизация иных, антропогенных стрессов. В том числе – от масштабных воздействий при реализации нефтегазовых шельфовых проектов. Но на этой площади мы добываем до 90% газа и 60% нефти страны. Стратегически в дальнесрочной перспективе данный регион станет важнейшим в России.

По оценкам Министерства природных ресурсов РФ, нефтяные запасы российской Арктики составляют 7,3 млрд тонн. Запасы природного газа – 55 трлн м³, конденсата – 2,7 млрд тонн. При этом порядка 41% нефтегазовых ресурсов региона располагаются на шельфе, около 43,5% от начальных суммарных ресурсов Арктической зоны приходится на Ямало-Ненецкий автономный округ.

Арктика должна рассматриваться как стратегический резерв развития минерально-сырьевой базы. Освоение региона – это проекты на десятилетия, а возможно, и на столетия вперед.

Президент России Владимир Путин довольно часто говорит, что все знают, что мы живем в самой холодной стране

мира, но все ли представляют, насколько она сурова и холодна. Среднегодовая температура в России – минус 5,5 градусов Цельсия, а в Англии, например, плюс 6 градусов.

ПОТЕПЛЕНИЕ КЛИМАТА В РОССИИ СО ЗНАКОМ МИНУС

Большинство климатологов уверены, что процессы глобального потепления давно нарастают, в первую очередь, по причине промышленного роста и увеличения концентрации парниковых газов, разрушающих озоновый слой Земли. Ученые предупреждают, что ежегодный рост температуры в самое короткое время может навсегда

изменить облик планеты. Об этом свидетельствуют показатели с многих метеорологических спутников и стационарных лабораторий, а также компьютерное моделирование климатических изменений планеты.

По самым оптимистическим прогнозам, средняя температура на Земле к 2030 году увеличится минимум на 1,5°C. В связи с этим уровень мирового океана поднимется на 60 см. Но и этот сценарий считается крайне мягким, в сравнении с повышением температуры на 2°C, которое, скорее всего, и произойдет. Де-факто температура повышается на всей поверхности Земли. На территории нашей страны она растет даже быстрее, чем в среднем по планете: примерно на 0,43°C за десять лет. Особенно если речь идет о территориях вечной мерзлоты. Например, на Таймыре рост температуры достиг 0,8°C за десять лет. В России 60% территории находится в зоне вечной мерзлоты, льды которой никогда не оттаивают. Стремительное таяние приведет к высвобождению метана, который и вызовет глобальное потепление минимум в десять раз быстрее, чем CO₂ в таком же количестве.

Из-за потепления исчезают зимники – дороги из укатанного снега. На Крайнем Севере и в Сибири, где почти нет асфальтированных дорог, снежные полосы становятся единственным способом мобильного передвижения и доставки грузов. Десять лет назад грузовики ездили по зимникам вплоть до апреля, но сейчас уже в марте по ним не проедет даже внедорожник.

В Арктической зоне, как правило, здания и сооружения располагаются на свайных основаниях в вечной мерзлоте. В случае растепления грунтов свайные основания не обеспечат несущей способности, что приведет к катастрофическим последствиям. Исчезнет добыча на Уренгойском, Заполярном, Ямбургском, Бованенковском, Ванкорском и других газовых и нефтяных месторождениях. Произойдет паралич железнодорожных и автомобильных дорог, так как устройство таких сооружений строилось на принципах сохранения мерзлоты. В результате Россия понесет убытки по всей арктической территории на десятки триллионов долларов. Это пессимистический сценарий развития событий, связанный с потеплением. Может ли устроить нас такой результат? Безусловно, нет!

Нефтяные запасы российской Арктики составляют 7,3 млрд тонн. Запасы природного газа – 55 трлн м³, конденсата – 2,7 млрд тонн

Как минимизировать подобные глобальные риски? Надо вести постоянный системный мониторинг по всей Арктической зоне, с ежегодным анализом исходных данных по растеплению грунтов, проводить повсеместно мероприятия по сохранению мерзлоты, выделять на эти задачи ресурсы и осуществлять контроль со стороны Правительства РФ.

По мнению других ученых, такое глобальное потепление может не произойти, а если и произойдет, то в отдаленной перспективе – через 50–70 лет. По этому сценарию будет достаточно времени, чтобы выйти в промышленных масштабах на арктический шельф с разработанными новыми способами добычи и транспортировки нефти и газа.

ПОЛИТИЧЕСКИЕ РИСКИ

Добыча в Арктике – экстремальное занятие по множеству причин. Тут, конечно, и климат, и сложные геологические условия, и неопределенность границ, и недоверие стран-соседей. В последнее время экстрима добавили санкции, в связи с которыми Россия не может использовать западное оборудование.

По самым оптимистическим прогнозам, средняя температура на Земле к 2030 году увеличится минимум на 1,5°C. В связи с этим уровень мирового океана поднимется на 60 см

Американский нефтяной гигант ExxonMobil надеялся пополнить свою ресурсную базу за счет совместных проектов с «Роснефтью» в Арктике. Но из-за антироссийских санкций компания вынуждена была свернуть свое участие. Это вдвойне обидно, ведь в октябре 2014 года после разведочного бурения в Карском море было открыто месторождение с запасами около 1 млрд барр, получившее символическое название Победа. Exxon был вынужден вернуть в Норвегию работавшую в Карском море платформу West Alpha, арендованную до 2020 года у компании North Atlantic Drilling Ltd. (NADL). Пока применения ей не найдено, доступ к арктическим ресурсам закрыт.

Только переход на собственное оборудование и стандарты в рамках импортозамещения позволит нам успешно решать вопросы по освоению Арктики. Создание в этом году Института нефти и газа в России может внести существенный вклад в создание системы стандартизации при добыче на шельфе и отказ от американских и норвежских стандартов в этой сфере.

Уже в апреле 2017 года «Роснефть» приступила к бурению скважины Центрально-Ольгинская-1 на Хатангском лицензионном участке. Это самая северная нефтяная скважина в России, расположенная в море Лаптевых, одна из наиболее технологически сложных в истории. Президент Владимир Путин отметил начало бурения как «доказательство национальной изобретательности». Санкции не оказали долгосрочного воздействия.

Эксперты Financial Times полагают, что на российском арктическом шельфе находятся залежи нефти и газа стоимостью \$20 трлн и к 2050 году они обеспечат

В последние годы интенсивность перевозок нефти через Печорское море растет за счет увеличения добычи на Приразломном и Новопортовском месторождениях. В период до 2030-х годов ожидается значительное увеличение объема перевозок нефти и СПГ – в 2–4 раза. В оптимистическом сценарии объем транспортировки нефти и СПГ через акваторию Печорского моря может составить более 60 млн тонн в год.

В период до 2025 года ожидается рост объема добычи нефти на Приразломном месторождении до 5 млн тонн. В период до 2030 года в оптимистическом сценарии добыча нефти будет налажена на Долгинском месторождении, а также, возможно, еще на 1–2 морских месторождениях.

Кроме того, в период до 2025 года на лицензионных участках запланировано проведение геологоразведочных работ. В акватории Печорского моря располагаются не менее 10 действующих лицензионных участков на освоение углеводородного сырья. Выданные лицензии рассчитаны на срок до 2025–2046 годов. Суммарные извлекаемые ресурсы 10 лицензионных участков в Печорском море могут составлять порядка 600 млн тонн нефти и 161 млрд м³ газа. При этом большая часть лицензионных участков содержит преимущественно нефтяные залежи.

20–30% добычи нефти. «Роснефть» и «Газпром» получили исключительные права на их эксплуатацию в море Лаптевых, а также восемь скважин в Карском и Баренцевом морях. Правда, когда у нас на Приразломной идет разведка, экологи Greenpeace возмущаются, а когда Shell устраивает ситуацию аналогичного плана на шельфе в море Бофорта, то нет никакой реакции. Двойные стандарты. Это говорит о том, что, когда речь идет о нас, то нельзя, потому что мы становимся конкурентом на мировом рынке нефти. И это давление на Россию со стороны Запада будет только усиливаться.

РАЗЛИВЫ НЕФТИ В АРКТИКЕ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Нефтяное загрязнение губительно для хрупких арктических экосистем, где ценность каждого вида флоры и фауны возрастает в условиях невысокого разнообразия по сравнению с южными широтами. Арктические экосистемы характеризуются низкой способностью к самовосстановлению и самоочищению, что делает их еще более уязвимыми к нефтяному загрязнению.

Экологи предупреждают все государства и бизнес об опасности бурения и нефтедобычи в Арктике, но прекращать освоение новых месторождений возле Северного полюса не хотят ни корпорации, ни чиновники.

Все изменилось после 2010 года, когда произошла катастрофа – взрыв нефтяной платформы Deepwater Horizon в Мексиканском заливе. Это крупнейший в истории США разлив нефти. Авария уничтожила тысячи животных и птиц. Экологи заявили, что в случае похожей катастрофы в Арктике, а вероятность ее специалисты оценили как высокую – выше 50%, ликвидировать разлив во льдах будет практически невозможно. Мир увидел, как пагубно сказывается масштабный разлив нефти на экологическую обстановку. Политики стали осторожнее говорить об освоении шельфа, но компании от своих

планов не отказываются. Подо льдами Арктики, согласно данным Американской геологической службы, спрячено как минимум 240 млрд барр нефти и условного топлива в газовом эквиваленте – это около 10% мировых запасов. Вероятно, еще около 150 млрд барр находится в пока еще не разведанных месторождениях.

Лишь когда будут заполнены пробелы в научных знаниях об арктических экосистемах (а это может занять годы и даже десятилетия), можно будет приступать к разработке превентивных мер по сохранению редких видов животных и растений и наиболее уязвимых экосистем. А также к поддержанию экосистемных услуг в Арктике, в том числе и для коренных малочисленных народов, и по созданию охраняемых природных территорий и зон с юридическим ограничением хозяйственной деятельности в важнейших районах, богатых биоразнообразием. Важно не разрешить освоение шельфа, до того как будут введены сезонные или территориальные ограничения на опасные работы в наиболее ценных акваториях.

СПЕШКА В АРКТИКЕ СМЕРТЕЛЬНО ОПАСНА

Добывать природные ресурсы из старых скважин становится все сложнее, поэтому Арктика – привлекательная территория для крупнейших нефтяных компаний мира от British Petroleum до «Роснефти». Привлечение к освоению этих залежей и создание крупных консорциумов России, Китая, Индии, основных импортеров нефти и газа, – приоритет на ближайшее десятилетие. На континентальный шельф Северного Ледовитого океана и прилегающих морей претендуют шесть государств: Канада, Дания, Исландия, Норвегия, Россия и США.

Некоторые эксперты высказывают предположения, что большинство проектов, затронутых санкциями, например офшорные арктические месторождения, настолько технологически сложные и дорогостоящие, что не вполне

ФОБОС
ШАРОВЫЕ КРАНЫ

ИНДУСТРИЯ 4.0
www.fobosarm.ru

реклама

Diagram illustrating Industry 4.0 technologies:

- Большие данные (Big Data)
- Автономные роботы (Autonomous Robots)
- Симуляция (Simulation)
- Системная интеграция (System Integration)
- Интернет вещей (Internet of Things)
- Кибербезопасность (Cybersecurity)
- Облачные вычисления (Cloud Computing)
- Аддитивное производство (Additive Manufacturing)
- Дополненная реальность (Augmented Reality)

жизнеспособны при текущих ценах на нефть. Если цены сохранятся на уровне \$55/барр, может пройти некоторое время, прежде чем эксплуатация арктического шельфа станет выгодной.

Нефтяное загрязнение губительно для хрупких арктических экосистем, где ценность каждого вида флоры и фауны возрастает в условиях невысокого разнообразия по сравнению с южными широтами. Арктические экосистемы характеризуются низкой способностью к самовосстановлению и самоочищению, что делает их еще более уязвимыми к нефтяному загрязнению.

Освоение арктического шельфа если и будет когда-либо возможно, то только при условии оценки всех экологических рисков и воздействий, в том числе с учетом климатических изменений. Для выполнения этих условий необходимо следующее:

- ◆ иметь полную научно обоснованную фоновую информацию о состоянии экосистем Арктики;
- ◆ учитывать динамику и реакции на антропогенные воздействия в условиях изменения климата;
- ◆ разработать и внедрить эффективные технологии;
- ◆ создать инфраструктуру для предотвращения и адекватного реагирования на разливы нефти в арктических ледовых условиях.

Естественно, что стремление России оседлать подвальный хребет Ломоносова и прибрать к рукам огромный кусок шельфа вызывает категорическое неприятие со стороны других арктических игроков. Отсюда и постоянные обвинения в адрес Кремля в агрессивности и экспансионизме.

Но проблема отсутствия четких границ не дает противникам России юридических рычагов давления. В сентябре 1996 года по инициативе Финляндии был

создан Арктический совет, в который вошли восемь стран: Канада, Дания, Финляндия, Исландия, Норвегия, Россия, Швеция и США. Изначально перед Советом политических задач не ставилось, но со временем оказалось, что это чуть ли не единственная международная площадка, где страны могут обсуждать проблемы Арктики. Впрочем, пока все, чего удалось добиться Совету, это подписание двух соглашений о сотрудничестве: первое – об авиационном и морском поиске и спасении, второе – о готовности и реагировании на загрязнение моря нефтью.

РИСКИ ЗАЩИТЫ ИНВЕСТИЦИЙ

Вложения инвесторов в освоение Арктики для добычи труднодоступных извлекаемых природных ресурсов носят долгосрочный характер. Как правило, их окупаемость занимает от 10 до 15 лет, это так называемые длинные деньги. Объем вложений в освоение одного проекта может достигать от 1,5 до 2,5 трлн рублей. Защита интересов инвесторов приоритетным образом должна быть соблюдена. Одна из форм защиты – законодательные нормы.

Проект закона «Об Арктической зоне» лежит в стенах Федерального собрания РФ уже несколько лет. У этого законодательного акта много задач: оборона, экология, местное население и защита интересов инвесторов. О необходимости принятия такого законодательного акта нет принципиальных возражений у законодательной, исполнительной власти и бизнеса. В условиях не снижающегося санкционного давления Запада, принятие проекта закона «Об Арктической зоне» в 2020 году выглядит осознанно необходимым. ■



Будущее – за шельфовыми проектами

ЮРИЙ БАНЬКО
Журналист

С истощением месторождений нефти и газа в континентальной части России ресурсной базой для обеспечения страны и экспортных поставок углеводородного сырья станет арктический шельф. Подтвержденные и прогнозируемые запасы углеводородного сырья в прибрежных зонах арктических морей вызывают огромный интерес и у российских, и у зарубежных компаний. Их освоение потребует активизировать работы по строительству судов, буровых платформ, танкерного флота, подводных добычных комплексов, высокотехнологичного оборудования, что станет важным стимулом для развития промышленности.

БЫЛО. ЕСТЬ. БУДЕТ

В период с 14 сентября по 12 октября 2013 года на танкере Мурманского морского пароходства «Хатанга», а обратно на танкере «Индиго» автор этих строк проследовал от Мурманска до Певека и назад Северным морским путем. Честно говоря, картина, наблюдаемая с ходового мостика танкера, была безрадостной. Изредка встречались транспортные, научно-исследовательские суда, да караван кораблей Северного флота в море Лаптевых, возвращавшийся от острова Котель-

ный. За весь 2013 год состоялось всего 35 транзитных рейсов по СМП, перевезен 1 млн 176 тыс. тонн грузов. Вот и вся промышленная деятельность в Арктике. Отгружалась нефть Тимано-Печоры через стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП) «Варандей» компании ЛУКОЙЛ, да готовилась в то время к началу добычи морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная», на Ямале «Газпромом» были введены в эксплуатацию Бованенковское месторождение и газопровод Бованенково – Ухта протяженностью 1260 км.

И как разительно изменилась ситуация всего лишь шесть лет спустя. Счет судов, использующих СМП, пошел на сотни, объем перевозимых грузов к 2024 году должен, как потребовал Президент России Владимир Путин, достичь 80 млн тонн. Активизировали работу на шельфе «Газпром» и «Роснефть». В сентябре 2014 года «Роснефть», пробуриив скважину «Университетская-1», открыла уникальное месторождение Победа. Всего же на трех Восточно-Приновоземельских участках Карского моря ресурсная база, по оценкам ученых, составляет 13 млрд тонн нефтяного эквивалента.

Во время моего следования по СМП на танкере в 2013 году еще не было принято окончательное инвестиционное решение по заводу «Ямал СПГ». А сегодня компания НОВАТЭК отправляет на экспорт сжиженный природный газ из уникального порта Сабетта, сооруженного в кратчайшие сроки. НОВАТЭК планирует построить здесь еще несколько заводов в рамках проекта «Арктик СПГ 2» на основаниях гравитационного типа. И такие работы уже начались.

Напомним, первая очередь завода «Ямал СПГ» мощностью 5,5 млн тонн в год была введена в строй в 2017 году. В 2019 году объем производства на трех линиях данного предприятия и на заводе «Криогаз» в Высоцке (две технологические линии суммарной мощностью 660 тыс. тонн в год) достиг 19 млн тонн. Дистраивается четвертая линия завода «Ямал СПГ» по технологии «Арктический каскад» мощностью 1 млн тонн в год.

Перспективы не просто впечатляют, а ошеломляют. В 2022–2023 годах с запуском «Арктик СПГ 2» объемы производства СПГ достигнут 27 млн тонн. В этот же период будут введены в строй перегрузочные комплексы сжиженного газа на Камчатке и в Мурманской области.

Планировалось, что мощность каждого из них составит 20 млн тонн в год. Однако в октябре 2019 года глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон заявил, что мощности этих проектов могут быть увеличены на треть. Плюс к этим перевалочным пунктам будут созданы две точки перевалки СПГ «борт о борт».

Перегрузочные комплексы НОВАТЭК будет создавать совместно с японской судоходной компанией Mitsui O.S.K. Lines и Японским банком экономического сотрудничества (JBIC). Соглашение об этом было подписано 26 сентября 2019 года.

В 2023–2024 годах, с запуском второй линии «Арктик СПГ 2» и завода «Обский СПГ», объемы производства сжиженного газа возрастут до 34 млн тонн в год. А в 2024–2025 годах, после пуска третьей линии «Арктик СПГ 2», они достигнут 40 млн тонн. В 2025–2030 в планах компании запуск трех-пяти линий СПГ и выход на объемы производства в 57–70 млн тонн.

НЕ ТОЛЬКО УГЛЕВОДОРОДЫ

В 2013 году еще не шла речь о строительстве портов Чайка и Бухта Север и о добыче угля на полуострове Таймыр, а сегодня он уже идет на экспорт. Объемы пока невелики, но это пока. Во время сентябрьского визи-

та в Россию министра нефти, природного газа и стали Индии Дхармендры Дебендры Прадхана предметом переговоров были поставки угля. Готовность принять участие в добыче угля совместно с компанией «Восток-Уголь» проявила крупнейшая индийская компания Coal India Limited. На Таймыре планирует добывать уголь и компания «Северная звезда».

Компанией «Газпром нефть» введен в строй ледостойкий терминал Ворота Арктики для отгрузки нефти Новопортовского месторождения.

Певек, в 2013 году выглядевший как депрессивный город, с вводом в строй плавучей АЭС «Академик Ломоносов» получит новый импульс для развития. Речь может идти о разработке крупнейшего в мире месторождения Баимской рудной зоны с ресурсным потенциалом 23 млн тонн меди и 2 тыс. тонн золота, а также о строительстве порта Беринговский.

В перспективе «Нефтегазхолдинг» будет осуществлять отгрузку с терминала в бухте Север до 26 млн тонн нефти в год с Пайяхской группы месторождений полуострова Таймыр. К перспективным проектам относится и порт Индига с нефтеналивным терминалом, куда «Транснефть» планирует проложить нефтепровод.

Вообще Арктика, шельф арктических морей – огромная кладовая полезных ископаемых, и не только углеводородов. Это полиметаллические и марганцевые руды архипелага Новая Земля, золото острова Большевик, уникальное редкоземельное Томторское месторождение. Арктический шельф содержит богатые залежи олова и золота.

Еще о двух возможных арктических проектах говорил вице-премьер Юрий Трутнев. Это проект «Газпром нефти» по производству этанола, полиэтилена и пропилена стоимостью 1,1 трлн рублей и строительство ЛУКОЙЛом в Обской губе производства метанола, этана и СУГ стоимостью 610 млрд рублей.

Нельзя забывать и о том, что СМП – важная часть инфраструктуры экономического комплекса Крайнего Севера и связующее звено между российским Дальним Востоком и западными районами страны. Он объединяет в единую транспортную сеть крупнейшие речные артерии Сибири. Для некоторых районов арктической зоны – Чукотки, островов арктических морей и ряда населенных пунктов побережья Таймырского автономного округа – морской транспорт является единственным средством перевозок грузов и жизнеобеспечения населения.

В развитии СМП в рамках проекта создания «Ледового Шелкового пути» заинтересован Китай.

СИТУАЦИЯ В КОЛЬСКОМ ЗАЛИВЕ

В рамках развития Мурманского транспортного узла идет к завершению строительство угольного терминала на Западном берегу Кольского залива. У поселка Белокаменка ударными темпами возводится Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС) – заводов СПГ на основаниях гравитационного типа для проекта «Арктик СПГ 2». В губе Ура будет сооружен перегрузочный комплекс СПГ, который, как и ЦСКМС,

строит НОВАТЭК. А до этого будет использоваться временная схема перевалки СПГ с газовозов ледового класса на газовозы-отвозчики у острова Кильдин на выходе из Кольского залива. В самом заливе за эти годы появились два рейдовых перевалочных комплекса на базе супертанкеров «Умба» и «Кола», введенных в строй компаниями «Газпром нефть» и ЛУКОЙЛ.

Счет судов, использующих СМП, пошел на сотни, объем перевозимых грузов к 2024 году должен, как потребовал Президент России Владимир Путин, достичь 80 млн тонн

На социально-экономическое развитие Мурманской области с 2020-го по 2022 год планируется направить 618 млрд рублей. В частности, будет завершено сооружение ЦСКМС, железнодорожной ветки Выходной – Лавна и угольного терминала на западном берегу Кольского залива. Кроме того, будут реализовываться проекты в горно-металлургическом и судоремонтном комплексах, проект по строительству морского перегрузочного комплекса СПГ, ветропарка «Кольская ВЭС». Ветропарк будет состоять из 57 турбин и располагаться в районе развилки дорог Териберка – Туманный. Кольскую ВЭС создает компания Enel Green Power – подразделение итальянской корпорации Enel.

«Роснефть» намерена сформировать на основе 82-го судоремонтного завода в поселке Росляково базу для обеспечения буровых работ на арктическом шельфе, а также промышленный кластер оборудования кораблей и судов, осуществляющих плавание по Севморпути. Объем предполагаемых инвестиций – 124,4 млрд рублей, сроки строительства – 2018–2025 годы.

Кроме того, в акватории Кольского залива расположены береговая база по поддержке работ на участке Восточно-Приновоземельский в районе Лавны («Роснефть»), база поддержки разработки Долгинского месторождения ООО «Газпром-Сахалин», база обеспечения буровых работ на месторождении Приразломное ООО «Газпром флот».

Реконструкцию переживает и Мурманский морской торговый порт (ММТП). К нему проявляют интерес многие иностранные компании, в том числе японские. В первой декаде ноября 2019 года ММТП посетила японская делегация в составе чрезвычайного и полномочного посла Японии в России Тохиса Кодзуки и представителей 15 крупнейших японских компаний. Бизнесменов из Страны восходящего солнца интересуют возможности СМП как трансконтинентальной торговой трассы и участие в арктических проектах. Япония не только покупает СПГ, но и заключила договор с НОВАТЭКом об инвестировании \$3 млрд в проект «Арктик СПГ 2».

В Министерстве по развитию Дальнего Востока и Арктики рассматривается возможность включения в Гос-

программу по развитию Арктического региона проекта строительства района Новый Мурманск на западном берегу Кольского залива. Ориентировочная стоимость этого проекта – 60 млрд рублей.

Минприроды РФ при разработке комплексного проекта «Реализация минерально-сырьевого и логистического потенциала Арктики» замахнулось на объем инвестиций почти в 11 трлн рублей на период до 2030-х годов и дальнейшую перспективу. Эту информацию озвучил 13 ноября 2019 года в интервью журналу «Природа и технологии» заместитель главы Минприроды Мурад Керимов. По его словам, средства будут затрачены на строительство новых судов, морских портов и аэропортов, заправочной инфраструктуры, прокладку дорог.

Суда, которые займутся перевозкой грузов по СМП, будут нуждаться в ремонте. Поэтому 22 ноября 2019 года министр промышленности и торговли Денис Мантуров провел в правительстве Мурманской области заседание Координационного совета на тему «Диверсификация оборонно-промышленного комплекса: участие субъектов Российской Федерации». В его ходе обсуждался вопрос использования мощностей Министерства обороны для ремонта гражданских судов.

Принято решение создать на базе 35-го СРЗ, 10-го СРЗ и завода «Нерпа» Арктический центр судоремонта и судостроения. Заводы останутся в составе Объединенной судостроительной корпорации, но получают некоторую автономность, что повысит эффективность работы.

СМП – важнейшая часть инфраструктуры экономического комплекса Крайнего Севера и связующее звено между российским Дальним Востоком и западными районами страны

Поддержку Минпромторга получили еще два проекта Мурманской области – создание испытательного полигона нефтегазового оборудования и логистической базы шельфовых проектов.

ЛИДЕР БУРОВЫХ РАБОТ НА ШЕЛЬФЕ

Многие российские компании, работающие на арктическом шельфе, базируются в Мурманске, неофициальной столице Арктики.

Однозначным лидером работ на шельфе Северного Ледовитого океана и Охотского моря является ООО «Газпром флот». Эта компания с 1994 года построила 64 скважины на шельфе, открыла девять морских месторождений с общими запасами 2 млрд тонн условного топлива. С 2011 года она получила возможность строить не только поисково-разведочные, но и добычные скважины.

В арсенале ООО «Газпром флот» две современные ППБУ «Полярная звезда» и «Полярное сияние», две СПБУ «Арктическая» и «Амазон», а также 14 специализированных судов. Эти буровые установки не простаивают. В 2018 году «Полярная звезда» и «Полярное сияние» строили эксплуатационные скважины до кровли продуктивного горизонта на Южно-Кириинском месторождении Охотского моря. СПБУ «Арктическая» бурила поисково-разведочную скважину на Нярмейском лицензионном участке на шельфе Карского моря по заказу ООО «Газпром геологоразведка». А СПБУ «Амазон» проводила работы по строительству поисково-разведочной скважины №ПО-1 на Северо-Обском лицензионном участке для ООО «Арктик СПГ 3».

И в 2019 году все буровые установки «Газпром флота» были задействованы на строительстве разведочных и эксплуатационных скважин. Так, ППБУ «Полярная звезда» и «Полярное сияние» на Южно-Кириинском месторождении строили эксплуатационные скважины СК14, СК15, СК6 и СК7 по договору с ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» (а всего их будет нужно построить три десятка). Их работу на точке бурения обеспечивали транспортно-буксирные суда «Сатурн» и «Нептун» и новое судно снабжения «Иван Сидоренко». В настоящее время обе ППБУ находятся в месте зимнего базирования в порту Холмск.

СПБУ «Амазон» выполнила работы по исследованию на продуктивность скважины Р-65 на Геофизическом газоконденсатном месторождении, а СПБУ «Арктическая» построила скважину Скуратовская № 1 в Карском море и вернулась в Мурманск.

На развитие Мурманской области с 2020-го по 2022 год планируется направить 618 млрд рублей. Будет завершено сооружение ЦСКМС, строительство железнодорожной ветки Выходной – Лавна и угольного терминала на западном берегу Кольского залива

Но не только буровыми работами занимались специалисты ООО «Газпром флот». Приобретя и дооборудовав уникальное краново-монтажное трубоукладочное судно «Академик Черский», в навигационном сезоне 2019 года компания выполнила работы по текущему ремонту подводного добычного комплекса (ПДК) Кириинского ГКМ. Получен уникальный опыт монтажа объектов ПДК. «Академик Черский» может быть использован также для прокладки трубопроводов от 6 до 60 дюймов в диаметре. В России таких специализированных судов больше нет.

Следует отметить, что ПАО «Газпром» проводит плановую работу по импортозамещению для шельфовых проектов. Так, «Газпром» и АО «Концерн ВКО «Алмаз-Антей»

подписали долгосрочный договор на поставку импортозамещающей продукции под гарантированные объемы закупок. Речь идет об оборудовании для систем подводной добычи углеводородов, а также о его техническом, сервисном и ремонтном обслуживании.

К 2025 году ООО «Газпром флот» планирует спроектировать и построить пять новых специализированных судов на судостроительном комплексе «Звезда»: трех судов снабжения, одного пассажирского и одного многофункционального ледокольного судна.

Рассматривается возможность включения в Госпрограмму по развитию Арктического региона проекта строительства района Новый Мурманск на западном берегу Кольского залива. Ориентировочная стоимость этого проекта – 60 млрд рублей

Спектр деятельности ООО «Газпром флот» пополнился еще одним важнейшим направлением – транспортировкой и регазификацией сжиженного природного газа. Это стало возможным после начала эксплуатации единственной в России плавучей регазификационной установки «Маршал Василевский». А танкер «Портовый», ввод которого ожидается в ближайшее время, будет служить хранилищем и экспортным терминалом для комплекса по производству, хранению и отгрузке СПГ в районе компрессорной станции «Портовая» в Ленинградской области.

В буровом сезоне 2019 года буровыми работами в Карском море занималась и китайская СПБУ NAN HAI BA HAO. Построив скважину на Ленинградском месторождении, она 24 октября прибыла в Мурманск. Следует отметить, что эта СПБУ в 2017 году пробурила скважину на Ленинградском, а в 2018 году на Русановском месторождениях.

УЧАСТНИКИ АРКТИЧЕСКОЙ ЭПОПЕИ

Единственная в России компания, которая добывает углеводородное сырье на арктическом шельфе, а именно на месторождении Приразломное, – «Газпром нефть шельф», дочерняя структура ПАО «Газпром».

В 2013 году компания приняла в эксплуатацию морскую ледостойкую стационарную платформу (МЛСП) «Приразломная», построенную кораблями ПО «Севмаш». Она обеспечивает выполнение всех технологических операций: бурение скважин, добычу, хранение, подготовку, отгрузку нефти на танкер.

В том же году была пробурена первая эксплуатационная скважина. Уже в декабре 2013-го началась добыча нефти сорта Arctic Oil (ARCO). В апреле 2014 года на танкер усиленного ледового класса «Михаил Ульянов» дедевей-

том 70 тыс. тонн была отгружена первая партия нефти. Следует отметить, что по заказу «Газпрома» специально для этого проекта были построены два танкера: «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров». На первой отгрузке нефти присутствовал председатель правления «Газпрома» Алексей Миллер, а команду начать отгрузку дал Президент России Владимир Путин. На пике добычи на Приразломном будет извлекаться 5 млн тонн нефти в год.

Лидером работ на северном шельфе является ООО «Газпром флот». Эта компания с 1994 года построила 64 скважины на шельфе, открыла девять морских месторождений с общими запасами 2 млрд тонн условного топлива

Компания, о которой нельзя не вспомнить, говоря об освоении арктического шельфа, – это **«Арктикморнефтегазразведка»** (АМНГР). Ей в 2019 году исполнилось 40 лет. Созданная в 1979 году в составе Министерства газовой промышленности, она выполняла работы по поиску, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на шельфе арктических морей. С 2011 года АМНГР в соответствии с Указом Президента России вошла в состав АО «Зарубежнефть».

АМНГР начинала свою буровую деятельность, располагая лишь установкой 3D, смонтированной на судне «Севастополь». Но постепенно компания наращивала свой потенциал. В ее состав вошли буровые суда «Валентин Шашин» и «Виктор Муравленко», три полупогружные буровые платформы – «Шельф-4», «Шельф-8» и «Шельф-10», две СПБУ – «Мурманская» и «Кольская». С их помощью на шельфе Западной Арктики, в Баренцевом, Печорском и Карском морях была открыта крупная нефтегазоносная провинция, соизмеримая по своему потенциалу с Западной Сибирью. Практически все месторождения открывались первой скважиной.

К сожалению, в постсоветский период государственное финансирование геологоразведочных работ почти прекратилось и бурение разведочных скважин осуществлялось за счет ОАО «Газпром» и ЗАО «Арктикшельфтегаз». Это позволило пробурить с 1993-го по 2005 год еще 14 скважин, было открыто пять месторождений (три в Баренцевом море и два в Карском). Всего же специалистами АМНГР открыто 15 месторождений нефти и газа, в том числе Штокмановское, Ленинградское, Русановское.

С 2009 года АМНГР занимается буровыми работами на шельфе Вьетнама, используя СПБУ «Мурманская».

АМНГР долгие годы оставалась единственной компанией, которая собственными силами могла выполнять весь комплекс поисково-разведочных работ: проектирование,

строительство скважин, обработку полученных данных и подсчет запасов. С 2013 года она превратилась в бурового подрядчика, так как не располагает собственными лицензионными участками на шельфе.

После гибели 18 декабря 2011 года СПБУ «Кольская» в Охотском море начался упадок компании. АМНГР стала освобождаться от непрофильных активов и вспомогательного флота.

В настоящее время АМНГР располагает СПБУ «Мурманская» и судном «Валентин Шашин», используемым в качестве склада, судна снабжения и аварийно-спасательного дежурства.

НАУЧНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ АРКТИКИ

Сегодня в состав Росгеологии, созданной по Указу Президента РФ от 15 июля 2011 года № 957, входят «Севморнефтегеофизика» (СМНГ) и Арктические морские инженерно-геологические экспедиции (АМИГЭ). Эти два предприятия, вместе с Морской арктической геолого-геофизической экспедицией (МАГЭ), еще одной компанией, базирующейся в Мурманске, внесли огромный вклад в изучение арктического шельфа.

СМНГ – крупнейшая морская геофизическая компания России, созданная в январе 1979 года. Она проводит морские сейсморазведочные работы 2D и 3D, а также цифровую обработку сейсмических данных. СМНГ имеет специализированный флот, состоящий из четырех глубоководных научно-исследовательских судов (НИС «Академик Примаков», «Академик Немчинов», «Академик Лазарев», «Гео Арктик») и мелководный НИС «Профессор Рябинкин», а также необходимую инфраструктуру. Это самый крупный флот научно-исследовательских судов, оборудованный современными комплексами от ведущих мировых производителей. Два вычислительных центра способны выполнить высококачественную обработку морских и наземных сейсмических данных 2D/3D.

Единственная в России компания, которая добывает углеводородное сырье на арктическом шельфе, – «Газпром нефть шельф». На пике добычи на Приразломном будет извлекаться 5 млн тонн нефти в год

НИС «Академик Немчинов» и «Академик Примаков» успешно выполнили комплекс сейсморазведочных работ 3D по контракту с ООО «Газпром геологоразведка» на Северо-Харасавейском лицензионном участке Карского моря. «Академик Немчинов» проводил исследования на мелководье, а «Академик Примаков» – на глубоководной части лицензионного участка.

СМНГ постоянно инвестирует средства в модернизацию и переоснащение своего научно-исследовательского флота. На НИС «Академик Лазарев» и «Гео Арктик» установлены новейшие комплексы SEAL-428 и сейсмические твердотельные цифровые косы Sentinel SEAL 24 bit digital с максимальной рабочей длиной 12 км.

НИС «Академик Немчинов» оснащено приемо-регистрирующей системой компании Sercel.

Сейсморазведочное судно «Академик Примаков» вообще не имеет аналогов в России. Оно способно буксировать до 16 сейсмических кос, обеспечивая высокую суточную производительность. Это очень важно при проведении работ на арктическом шельфе в короткий полевой сезон.

Компания АМИГЭ также вошла в состав Росгеологии. Она была создана для комплексного изучения арктического шельфа, прилегающей суши и островов, а также других морей России и зарубежных стран. Флот АМИГЭ состоит из трех специализированных судов: два для инженерно-геологического бурения и геотехнических работ («Бавенит» и «Кимберлит») и одно для геофизических исследований («Керн»). В портфеле заказов компании контракты на проведение инженерно-геологических исследований в Балтийском, Баренцевом и Карском морях.

К этим работам привлечены все три судна. Так, «Кимберлит» выполняет задачи на Балтике, «Керн» в Баренцевом и Карском морях, «Бавенит» в Карском море. «Бавенит» – одно из самых технически оснащенных судов ледового класса, способное выполнять бурение и проводить геотехнические исследования в инженерно-геологических скважинах глубиной до 500 метров при глубине воды 1000 метров и отбирать образцы донных грунтов при глубине моря до 1500 метров.

ОАО «МАГЭ» имеет огромный опыт в области проведения морских геолого-геофизических исследований. Специалисты компании принимали непосредственное и активное участие в работах по определению перспектив нефтегазоносности шельфовых районов Арктики, в открытии нефтегазовой провинции в Северо-Западной Арктике. Сейсморазведочные работы методом отраженных волн общей глубинной точки (МОВ ОГТ) являются основополагающим видом деятельности МАГЭ. Это одна из немногих компаний, которая способна проводить сейсморазведку и на суше, используя невзрывные импульсные электромагнитные источники сейсмических колебаний СЭМ-100.

Работали специалисты МАГЭ и на шельфе Охотского моря, на Аяшском лицензионном участке, выполнив комплексом «КРАБ» сейсморазведочные работы 3D.

ОАО «МАГЭ» приняло участие еще в одном эксперименте, не имеющем аналогов в России. Совместно с ООО «Газпром геологоразведка» 25 сентября 2019 года проведена уникальная операция в северо-восточной части Карского моря по буксировке транспортно-буксирным судном «Алмаз» и судном «Кигориак» айсберга на дистанцию 2 км.

МАГЭ оказывает и сервисные услуги, обеспечивая работу на точках бурения полупогружных и самоподъемных

буровых установок в Охотском, Карском, Печорском морях, используя транспортно-буксирные суда, суда снабжения, пассажирские суда и ледоколы. Компания оперирует 12 судами.

ЛОКОМОТИВ РАЗВИТИЯ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Как уже отмечалось, НОВАТЭК поставил амбициозную задачу – довести объемы производства СПГ до 70 млн тонн в год к 2030 году. И ведущую роль в решении этой задачи призван сыграть проект «Арктик СПГ 2». Он предусматривает строительство трех очередей по производству СПГ мощностью 6,8 млн тонн каждая на основаниях гравитационного типа. Его реализация обойдется на 30 % дешевле проекта «Ямал СПГ».

Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений (с ЦСКМС) станет локомотивом экономического развития не только Мурманского региона, но и целых отраслей России.

Компания, о которой нельзя не вспомнить, говоря об освоении арктического шельфа, – это «Арктикморнефтегазразведка» (АМНГР). Ей в 2019 году исполнилось 40 лет

Как заявил глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон в ходе встречи с Президентом России Владимиром Путиным 29 февраля 2019 года, в реализации проектов по строительству заводов СПГ, производству необходимого технологического оборудования, созданию перевалочных комплексов и судов-газовозов будет задействовано более 800 заводов, создано 12 тыс. рабочих мест в Мурманской области, а по России – 80 тыс.

Инвестиции в строительство ЦСКМС в поселке Белокаменка составят 120 млрд рублей. Заводы СПГ будут располагаться на основаниях гравитационного типа. Их размеры – длина 324 метров, ширина 153,7 метра и высота 30,5 метра. Масса – 420 тыс. тонн. Внутри ОГТ будут располагаться резервуар СПГ объемом 230 тыс. м³ и резервуар газового конденсата на 120 тыс. м³. На основаниях гравитационного типа разместится технологическое оборудование, состоящее из 15 модулей общим весом 140 тыс. тонн. Для строительства ОГТ возводятся два сухих дока.

Строительство ЦСКМС имеет огромное значение для Мурманской области. И это не только налоги в бюджет области. Центр позволит развивать кадровый потенциал, повысить конкурентоспособность предприятий региона в масштабах России. Сюда будут привлечены многомиллиардные инвестиции, которые станут мощным импульсом для развития высокотехнологичных производств.

Во время визита в Мурманскую область заместителя министра РФ по развитию Дальнего Востока и Арктики Александра Крутикова было заявлено, что ЦСКМС может получить статус территории опережающего развития.

Интерес к проекту «Арктик СПГ 2» и к ЦСКМС, как его важнейшей составной части, проявляют компании многих стран. Еще в мае 2018 года на XXII Петербургском международном экономическом форуме было заключено соглашение об условиях вхождения в проект с французской компанией Total.

Сегодня в состав Росгеологии входят «Севморнефтегеофизика» и Арктические морские инженерно-геологические экспедиции. Они вместе с МАГЭ внесли огромный вклад в изучение арктического шельфа

А 22 июня 2019 года была закрыта сделка по продаже доли участия в проекте «Арктик СПГ 2» Китайской национальной нефтегазовой корпорации (CNPC), консорциуму Mitsui&Co и Японской национальной корпорации по нефти, газу и металлам JOGMEC (Japan Arctic LNG).

Сотрудничая с иностранными компаниями, НОВАТЭК все активнее привлекает к реализации своих проектов и российские предприятия. Так, в конце мая 2019 года стало известно, что он намерен реализовать в Арктике проект «Обский СПГ» с использованием только российских технологий. В частности, здесь будет применена технология «Арктический каскад», опробованная на четвертой линии завода «Ямал СПГ».

Этот завод будет включать три линии мощностью по 1,6 млн тонн каждая. Пуск первой из них намечен на 2022 год, второй и третьей – на 2023 год. Стоимость строительства составит около \$5 млрд. Проект обойдется в два раза дешевле, чем если бы он реализовывался на основе зарубежных технологий.

Да и осуществление проекта «Арктик СПГ 2» предполагает применение отечественных технологий. В частности, НОВАТЭК подписал соглашение с АО «Атомэнергомаш» о локализации производства критически важного оборудования для СПГ-заводов. В свою очередь, ООО «Севергрупп» будет осуществлять поставки материалов и оборудования для проектов НОВАТЭКа.

СМП И «АТОМФЛОТ»

Реализация крупномасштабных проектов по освоению месторождений углеводородного сырья арктического шельфа и приарктических регионов, использование Северного морского пути в круглогодичном режиме невозможны без атомного ледокольного флота. Сегодня ФГУП «Атомфлот» располагает атомными ледоколами

«50 лет Победы» и «Ямал», а также мелкосидящими атомными ледоколами «Таймыр» и «Вайгач».

Кроме того, в рамках программы «Порофлот» для обеспечения работы в порту Сабетта построены и введены в строй буксиры ледового класса «Пур» и «Тамбей», ледокольные буксиры «Надым» и «Юрибей», а также портовый дизель-электрический ледокол «Обь», на котором 5 ноября 2019 года в Мурманске был поднят государственный флаг. Этот ледокол проекта «Aker ARC 124» (ледовый класс Icebreaker7) способен эффективно работать во льду толщиной 1,5 метра. Рулевые колонки, расположенные попарно в носу и на корме судна, дают возможность судну маневрировать в любом направлении.

Этот портовый флот предназначен для работы с танкерами-газовозами грузоподъемностью свыше 170 тысяч м³. В соответствии с договором, подписанным в ноябре 2014 года между ФГУП «Атомфлот» и компанией НОВАТЭК, суда «Порофлота» будут эксплуатироваться в акватории порта Сабетта до 31 декабря 2040 года.

Действующие ледоколы «Росатомфлота» ждут продление ресурса реакторных установок. Это позволит использовать «Таймыр» и «Вайгач» до 2025–2027 годов, «Ямал» – до 2030 года, а «50 лет Победы» – до 2039 года. К этому времени в строй должны войти универсальные ледоколы.

Атомные ледоколы проекта 22220 – «Арктика», «Сибирь» и «Урал» – не смогут выполнить весь объем работ по проводке судов по СМП, обеспечению вывоза возрастающих объемов СПГ, нефти, угля и т.д. Поэтому 23 августа 2019 года в Мурманске между ФГУП «Атомфлот» и АО «Балтийский завод» был подписан договор на строительство еще двух серийных атомных ледоколов проекта 22220. Стоимость их создания составит около 100 млрд рублей, сроки сдачи – декабрь 2024-го и декабрь 2026 года. Таким образом, Россия получит пять универсальных атомных ледоколов.

НОВАТЭК поставил амбициозную задачу – довести объемы производства СПГ до 70 млн тонн в год к 2030 году. И ведущую роль в решении этой задачи призван сыграть проект «Арктик СПГ 2»

Предположительно в 2020 году на дальневосточной верфи «Звезда» начнется строительство атомного ледокола «Лидер», который призван обеспечить круглогодичную проводку судов по СМП.

Росатом собирается стать единственным в мире арктическим морским перевозчиком, транспортируя грузы из Юго-Восточной Азии в Европу по СМП. На строительство современных грузовых судов планируется потратить \$5,76 млрд, еще \$1,21 млрд необходимо на модернизацию портовой инфраструктуры. Запустив морские перевозки в 2020 году, Росатом намерен к 2026 году довести выручку от этой деятельности до \$5,6 млрд. 



Налоговая «справедливость»

Бенчмаркинг фискальной нагрузки отраслей

ДЕНИС ПИГАРЕВ

Консультант

ЕВГЕНИЙ ТЫРТОВ

Консультант

(VYGON Consulting)

Ни в одной другой добывающей отрасли за последние несколько лет регулирование не менялось настолько сильно, как в нефтяной. Постоянные «подкручивания» формул и вводы дополнительных коэффициентов с целью увеличения доходов бюджета привели к полному хаосу в налоговой системе. При этом в нефтянке уже давно назрели структурные проблемы: ухудшение ресурсной базы, рост затрат, необходимость поиска дополнительных инвестиций для модернизации. Поэтому разработка нового сбалансированного подхода к системе налогообложения не только нефтяной, но и всех прочих добывающих отраслей является сегодня одной из наиболее приоритетных целей.

ИЗЪЯТИЯ СВЕРХДОХОДОВ

В августе 2019 года помощник президента А. Р. Белосудов предложил рассмотреть возможность изъятия в федеральный бюджет у металлургов, химиков и горнодобывающих предприятий сверхдоходов в размере 513,7 млрд рублей. В 2017 году благодаря внешней рыночной конъюнктуре компании-экспортеры из указанных отраслей заработали более 1,5 трлн рублей прибыли до вычета процентов, налогов и амортизации (EBITDA).

Согласно представленным тогда расчетам, если путем дополнительных изъятий выровнять рентабельность по EBITDA до уровня нефтяной, то распределение налоговой нагрузки станет более равномерным.

Кроме того, в мире изъятие сверхдоходов, образовавшихся благодаря рыночной конъюнктуре и не зависящих от действий руководства компаний, является обычной практикой не только в нефтегазовой, но и в других отраслях.

Действительно, рентабельность по EBITDA нефтянки в России за последние пять лет была значительно ниже показателей почти всех прочих сырьевых отраслей (см. «Сравнение рентабельности по EBITDA по отраслям»). При этом она остается ключевым источником доходов бюджета. Так, в 2018 году нефтяная отрасль выплатила в бюджет более 9,2 трлн рублей, что в четыре раза больше, чем заплатил весь остальной сырьевой сектор экономики вместе взятый.

Однако рентабельность по EBITDA не всегда является корректным показателем для сравнения экономики различных отраслей, поскольку не учитывает многих факторов (например, капиталоемкость проектов и инвестиционный цикл). Поэтому для оценки справедливого уровня налоговой нагрузки необходим поиск других бенчмарков.

БЕНЧМАРКИНГ НАЛОГОВОЙ НАГРУЗКИ ПО ОТРАСЛЯМ

Вопрос налогообложения сырьевых отраслей тесно связан с понятием ресурсной ренты. Поэтому для начала необходимо определиться с тем, что это такое.

Под ресурсной рентой понимается дополнительный доход, сверх нормальной доходности на вложенный капитал, возникающий вследствие специфических качеств полезного ископаемого. Базой для определения ресурсной ренты является чистый дисконтированный доход (NPV) при реализации проекта разработки месторождения полезных ископаемых до уплаты налогов. Именно этот доход и подлежит разделу между собственником ресурса и инвестором.

Для международных сравнений добывающих отраслей в качестве бенчмарка используется доля налогов в NPV по проекту до налогов (так называемый Government Take, доля изъятий государства), иногда – недисконтированные показатели чистого дохода. Такие сравнения помогают сопоставить налоговые условия реализации проектов в различных юрисдикциях, что интересно

как потенциальным инвесторам, так и правительствам при разработке налоговых нововведений. Но при рассмотрении налогообложения добывающих отраслей в целом в данный конкретный момент времени такой подход сложно реализовать из-за объема расчетов.

Наиболее простым показателем для сравнения является доля налогов в цене реализации (см. «Доля валовых налогов в цене реализации продукции в 2018 г.»). Без учета льгот для отдельных категорий запасов налоги взимаются в размере 64 % от цены нефти. Это значительно выше, чем в любой другой сырьевой отрасли страны. На втором месте расположились природный газ и конденсат, добываемые ПАО «Газпром». А вот у металлургии, золотодобывающей и алмазодобывающей отраслей доля налогов не превышает 10 % в цене реализации продукции.

Для полноценного анализа необходимо сравнивать не только уровень, но и механизмы налогообложения добычи полезных ископаемых в России. НДС на нефть рассчитывается по специальной формуле, зависящей от котировки Urals и курса рубля к доллару. Кроме того, к формуле применяются понижающие коэффициенты, в результате чего ставка НДС находится в диапазоне от 0 до 12 тыс. руб./т (см. «Ставки и ключевые особенности налогообложения...»).

Низкие ставки действуют для небольшого количества активов, поэтому эффективная ставка НДС (то есть с учетом всех льгот в целом по отрасли) в 2018 году была на высоком уровне в 60 %. Особенностью применения формулы в нефтяной отрасли является прогрессивная шкала налогообложения, то есть при росте цен на нефть увеличивается и доля, изымаемая налогами.

Для газа и газового конденсата также используется специальная формула, учитывающая средние цены и структуру добычи углеводородов на лицензионном участке. При увеличении содержания в газе газового конденсата, который значительно дороже газа, растет и ставка НДС. При этом, как и для нефти, действуют различные понижающие коэффициенты, в результате применения которых ставка налога на газ варьируется от 0 до 1,8 тыс. руб./тыс. м³, на конденсат – от 0 до 8 тыс. руб./т.

Особенностью налогообложения газовой отрасли является более высокая ставка НДС для «Газпрома» по сравнению с независимыми производителями газа. Стоит отметить, что значительно более низкая ставка на газовый конденсат по сравнению с нефтью исторически вызывает много споров. По сути, конденсат, как и нефть, используется для производства нефтепродуктов, но выход светлых с него составляет более 90 %, а значит, ценность и стоимость этого сырья намного выше по сравнению с нефтью.

Для алмазов, золота, калийных солей применяются процентные (адвалорные) ставки, а для комплексных руд Красноярского края сегодня вообще действуют фиксированные специфические ставки, не зависящие от цены продукции. Особенностью процентного (адвалорного) НДС является сохранение эффективной ставки при росте цен

СРАВНЕНИЕ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ EBITDA ПО ОТРАСЛЯМ

	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2014 – 2018 гг.
 Калийные соли	52 %	64 %	52 %	49 %	53 %	54 %
 Цветная металлургия	48 %	55 %	50 %	51 %	54 %	52 %
 Золото	44 %	50 %	54 %	51 %	52 %	51 %
 Алмазы	55 %	50 %	53 %	46 %	53 %	51 %
 Удобрения	34 %	50 %	42 %	35 %	38 %	40 %
 ИТ и телекомы	41 %	40 %	37 %	36 %	37 %	38 %
 Газовая отрасль	41 %	38 %	30 %	25 %	38 %	36 %
 Банки и финансы	23 %	16 %	34 %	43 %	51 %	35 %
 Нефтяная отрасль	22 %	27 %	29 %	29 %	31 %	28 %
 Угольная отрасль	13 %	23 %	28 %	24 %	36 %	27 %
 Монополии	23 %	24 %	27 %	29 %	34 %	27 %
 Черная металлургия	18 %	21 %	25 %	27 %	30 %	25 %
 Энергетика	26 %	16 %	20 %	25 %	25 %	21 %
 Алюминий	17 %	23 %	17 %	21 %	23 %	20 %
 Машиностроение	22 %	20 %	19 %	16 %	4 %	14 %

Источник: отчетность компаний, VYGON Consulting

на сырьевые товары. Для фиксированной ставки вообще наблюдается обратная зависимость – при росте цен эффективная ставка НДС снижается. То есть при добыче комплексных руд Красноярского края с ростом цен на 25 % эффективная ставка НДС снижается на 20 п.п. Иначе говоря, применение адвалорных и фиксированных ставок не приносит государству никаких дополнительных доходов от роста цен на сырье на сырье.

Но говорит ли все вышеобозначенное о более высокой степени налогообложения нефтяников? Ведь это может свидетельствовать лишь о том, что в нефти самая высокая рента, соответственно, и более высокая доля налогов. Поэтому целесообразно рассмотреть уровень фискальной нагрузки относительно финансовых показателей отраслей.

Наиболее характерным является первое место нефтяных компаний по доле налогов в чистом денежном доходе от основных видов деятельности (операционный денежный поток за вычетом капитальных вложений). Налоги взимаются в размере 86 % от денежного потока, генерируемого нефтянкой, на втором месте опять газовая отрасль – 68 %. Если учитывать также и изменение долговых обязательств, то доля налогов в денежном потоке нефтянки возрастает до 89 %. По этому показателю выше только сильно закредитованная угольная отрасль с 93 % (см. «Сравнение средних показателей налоговой нагрузки сырьевых» компаний (доля налогов)).

Таким образом, практически по всем показателям налоговая нагрузка в нефтянке с большим отрывом самая высокая среди всех добывающих отраслей. Поэтому эффективность действующих подходов к изъятию ресурсной ренты из многих сырьевых отраслей в России, с точки зрения государства, остается под вопросом.

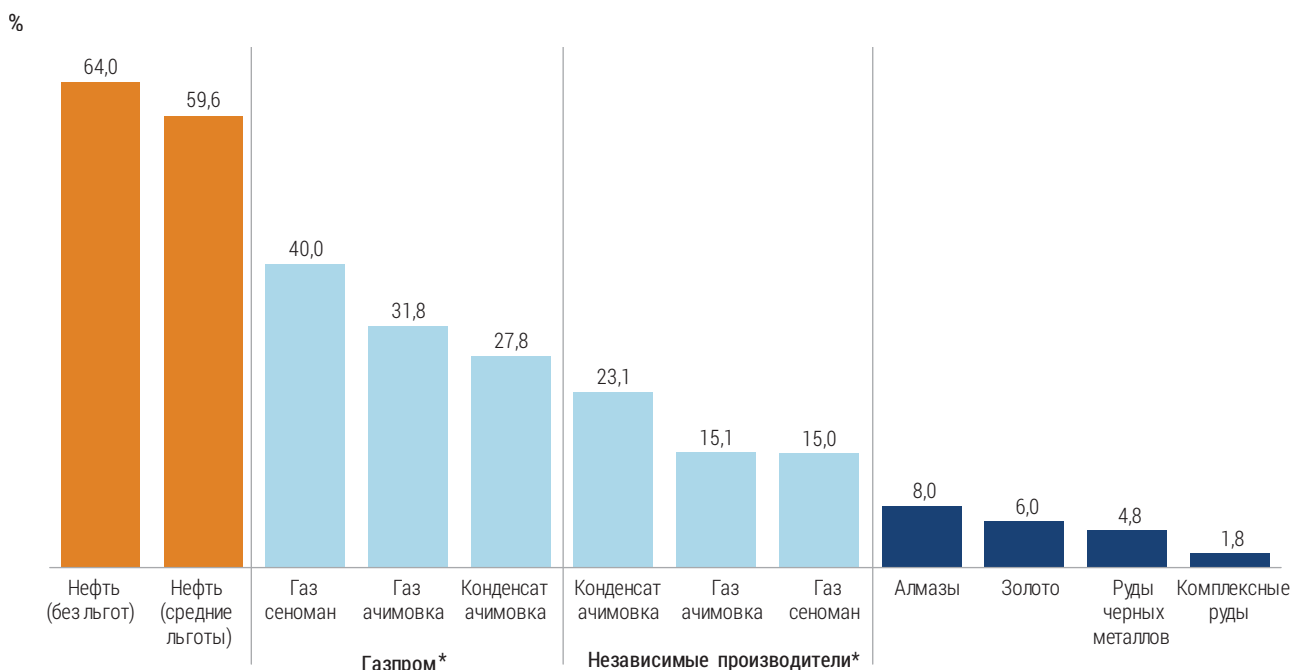
МЕХАНИЗМЫ ИЗЪЯТИЯ РЕСУРСНОЙ РЕНТЫ

Проблема неравномерной налоговой нагрузки на добывающие отрасли поднимает вопросы правильного выбора механизмов изъятия ресурсной ренты. Оптимальны ли они в отечественных отраслях? Учитывают ли они все особенности отрасли и изменения во внешней конъюнктуре? Какие вообще существуют механизмы?

Вплоть до середины прошлого века основной формой изъятия ресурсной ренты являлся платеж в виде фиксированной доли от добытого сырья (так называемая роялти). Более того, и сегодня налоги типа роялти, базирующиеся на валовых показателях, а не на прибыли, сохраняются в большинстве стран. Их выбор обусловлен следующими преимуществами:

- ♦ стабильность и прогнозируемость поступлений по таким налогам;
- ♦ отсутствие стимулов для завышения затрат, которое возникает, например, при налогообложении прибыли,

ДОЛЯ ВАЛОВЫХ НАЛОГОВ (НДПИ И ТАМОЖЕННОЙ ПОШЛИНЫ) В ЦЕНЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ В 2018 г.



* Ставки налогов для Надым-Пур-Тазовского региона без учета льгот (кроме льготы в зависимости от глубины залегания)

Источник: VYGON Consulting

что снижает эффективность и размывает налоговую базу;

◆ простота администрируемости.

Очевидным недостатком такого механизма является отсутствие гибкости к экономическим показателям, что определяет низкую эффективность изъятия ресурсной ренты. Поэтому за последние 70 лет появилось большое количество вариаций роялти и других налоговых механизмов, нацеленных на лучшее извлечение ресурсной ренты (см. «Варианты подходов к изъятию ренты»).

Примером такого механизма является ресурсно-рентный налог, который предполагает налогообложение чистого дисконтированного дохода инвестора (то есть до момента экономической окупаемости инвестиций ресурсно-рентный налог не возникает). Наиболее известный пример использования ресурсно-рентного налога – Австралия, где он применяется к денежному потоку от добычи нефти до налога на прибыль. Ставка налога с 1 июля 2019 года составляет 5% (ранее 40%), период переноса убытков ограничен десятью годами (ранее он был не ограничен). Затраты на геологоразведочные работы переносятся с дисконтом, равным ставке по долгосрочным облигациям, увеличенной на 15% (остальные затраты – на 5%), и допускается их разнесение между разными проектами. При этом ресурсно-рентный налог возникает только после достижения определенной нормы возврата инвестиций (после того, как возмещены все затраты на разведку и освоение запасов).

Другим примером механизма служат специальные налоги на прибыль, вводимые вместо либо в дополнение к корпоративному налогу на прибыль. Во многих случаях такие налоги предусматривают специальные вычеты капитальных затрат – например, в виде повышающих процентов к амортизации (апплифт). Наиболее известным примером является Норвегия, полностью отказавшаяся от валовых налогов. Суммарная ставка корпоративного и нефтяного налогов на прибыль в стране составляет 78%, а апплифт – 20,8%.

Моделирование по проектам разработки месторождений полезных ископаемых показывает преимущество фискальных систем, которые базируются на налогообложении ресурсной ренты. Они более гибкие, не приводят к выпадению добычи и одновременно обеспечивают наиболее высокую долю государства в целом по проекту.

Однако инструменты, которые хорошо изымают ресурсную ренту в целом по проекту, могут оказаться менее эффективными, с точки зрения государства, в конкретный год. К примеру, при росте цены сырья в два раза и ставке налога в 40% от прибыли государство, соответственно, получит только 40% от прироста цены в данный конкретный год. Такие дополнительные доходы от непредвиденного роста сырьевых цен называют конъюнктурной рентой, для извлечения которой иногда вводятся специальные налоговые механизмы. Так, рост цен на нефть в 1970-е годы привел к введению в США налога на непредвиденную прибыль, который изымал 50% доходов, обуслов-

СТАВКИ И КЛЮЧЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НДПИ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Расчет НДПИ		Диапазон ставок*		Особенности
		min	max	
 Нефть	Формула	0 руб./т (Баженов)	12 тыс. руб./т (З.Сибирь, без льгот)	Зависит от льгот
 Газ Газпром	Формула	167 руб./тыс. м³ (Рег. газоснабжение)	1 800 руб./тыс. м³ (Астраханское)	Зависит от цен на конденсат и его содержания
 Газ независимые	Формула	0 руб./тыс. м³ (Ямал СПГ)	800 руб./тыс. м³ (Пуровский район)	
 Газовый конденсат Газпром	Формула	820 руб./т (Рег. газоснабжение)	8 000 руб./т (Астраханское)	Низкая ставка по сравнению с нефтью, зависит от цен на газ
 Газовый конденсат независимые	Формула	0 руб./т (Ямал СПГ)	5 000 руб./т (Пуровский район)	
 Алмазы	8%	1,5 тыс. руб./к (6 цвет <3 к)	70,5 тыс. руб./к (EXTRA, >10 к)	База, исходя из цен алмазов, по оценке Гохрана России
 Золото	6%	4 500 руб./унц.	4 700 руб./унц.	База, исходя из цен, за вычетом аффинажа и транспорта
 Комплексные руды, содержащие медь, никель, платину **	730 руб./т	730 руб./т	730 руб./т	Фиксированная ставка
 Уголь	Индексируемые ставки	11,1 руб./т (бурый уголь)	51,2 руб./т (коксуемый уголь)	Дефляторы к разным видам, вычет затрат на безопасность
 Комплекс. руды, не содержащие медь, никель или платину **	270 руб./т	270 руб./т	270 руб./т	Фиксированная ставка
 Калийные соли	3,8%	30 руб./т	30 руб./т	-

* При ценах 2018 г. в зависимости от налоговых льгот

** Красноярский край

Источник: VYGON Consulting

ленных повышением цены сверх порогового значения. В 1988 году после падения нефтяных котировок налог был отменен. В Монголии такой налог вводился для добычи меди и золота в 2008 году (ставка – 68%). В Эквадоре налог на непредвиденную прибыль при добыче металлов был установлен в 2009 году по ставке 70% (затем заменен на прогрессивный роялти).

В некоторых юрисдикциях используют гибридные налоговые механизмы. Например, при добыче калийных солей в Саскачеване (Канада) в случае получения удельной прибыли до \$ 67,36/т K₂O применяется ставка 15%, иначе – 35%. В Чили роялти при добыче меди крупными компаниями составляет от 5 до 14% в зависимости от цены меди, а для средних компаний ставка варьирует от 0,5 до 4,5%.

Таким образом, в мире применяется большое разнообразие налоговых механизмов, нацеленных как на ресурсную ренту в чистом виде, так и на конъюнктурную ренту не только в нефтегазовом секторе, но и во всех сырьевых отраслях.

С точки зрения извлечения конъюнктурной ренты в России только действующая в нефтянке система может быть

сопоставима с зарубежными практиками, поскольку эффективная налоговая ставка (сумма НДПИ и таможенной пошлины) прогрессивно зависит от цены на нефть. Однако крайне высокий уровень нагрузки валовых налогов не позволяет учитывать проблемы ухудшающейся ресурсной базы в традиционных регионах добычи и потребности освоения новых регионов. В результате это приводит к необходимости постоянных послаблений для отдельных категорий запасов. В перспективе от такой необходимости позволит избавиться и в целом перейти к налогообложению прибыли проект НДД (налог на дополнительный доход), запущенный в 2019 году. Однако масштаб его применения пока невелик. Притом что в других отраслях по добыче полезных ископаемых на текущий момент вообще отсутствуют прогрессивные элементы налогообложения, изъятие конъюнктурной ренты в них не осуществляется.

СТАБИЛЬНОСТЬ В ИЗМЕНЕНИЯХ

В России одна из самых высоких налоговых нагрузок на нефтедобычу в мире. Изымаемая государством доля в дисконтированном денежном потоке до налогов

СРАВНЕНИЕ СРЕДНИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАЛОГОВОЙ НАГРУЗКИ СЫРЬЕВЫХ КОМПАНИЙ (ДОЛЯ НАЛОГОВ)

	Выручка	EBITDA	Добавленная стоимость	FCF	FCF + Δ долга
 Нефтяная отрасль*	50 %	64 %	77 %	86 %	89 %
 Газовая отрасль	32 %	47 %	48 %	68 %	70 %
 Алмазы	22 %	30 %	31 %	41 %	54 %
 Золото	14 %	22 %	22 %	38 %	30 %
 Цветная металлургия	13 %	21 %	22 %	31 %	33 %
 Уголь	5 %	16 %	52 %	25 %	93 %
 Черная металлургия	4 %	15 %	37 %	22 %	27 %
 Алюминий	2 %	10 %	55 %	17 %	54 %
 Калийные соли	5 %	9 %	27 %	12 %	11 %

* С учетом переработки нефти

Источник: отчетность компаний, VYGON Consulting

может достигать 91 %. Несмотря на это, нефтяная отрасль до сих пор воспринимается как ключевой источник дополнительных доходов федерального бюджета. Постоянное увеличение налогового бремени уже стало фактором «стабильности» отечественной фискальной системы.

В 2016 году был заморожен коэффициент 0,42 при расчете экспортной пошлины, хотя изначально утвержденные параметры большого налогового маневра предполагали его снижение до 0,36. В следующем году был введен дополнительный коэффициент Кк к НДС, обнуление которого предполагалось в 2020 году, но так и не произошло. Рассматривается вопрос введения НДС на попутный нефтяной газ, утилизация которого сопряжена с дополнительными затратами.

Ужесточение налогового режима происходит на фоне стремительного падения объемов добычи в ХМАО, на который приходится более 40 % текущих извлекаемых запасов нефти России. Рекордный объем бурения на территории региона в 2016–2018 годах позволил лишь стабилизировать производство сырья (см. «Динамика добычи и эксплуатационного бурения в ХМАО»).

Такой результат является следствием ухудшения качества запасов нефти. За последние 10 лет обводненность новых скважин в ХМАО увеличилась до 50 %, продуктивность сократилась на 34 %. В итоге падает экономическая эффективность нового бурения, так как растет общий объем добычи жидкости, а вместе с ним и уровень эксплуатационных затрат. В сложившихся условиях дальнейшее наращивание объемов бурения находится под угрозой.

Результаты оценки экономической эффективности разработки месторождений в текущих налоговых условиях в 2019 году, проведенной по поручению Председателя Правительства РФ Д. А. Медведева, также подтвердили наличие сложной ситуации с качеством ресурсной базы. При действующей налоговой системе из 28,9 млрд тонн технически извлекаемых запасов лишь от 36 до 64 % рентабельно в зависимости от макроэкономических предположений. А уже к 2035 году объем добычи нефти в России может снизиться на 74–165 млн тонн.

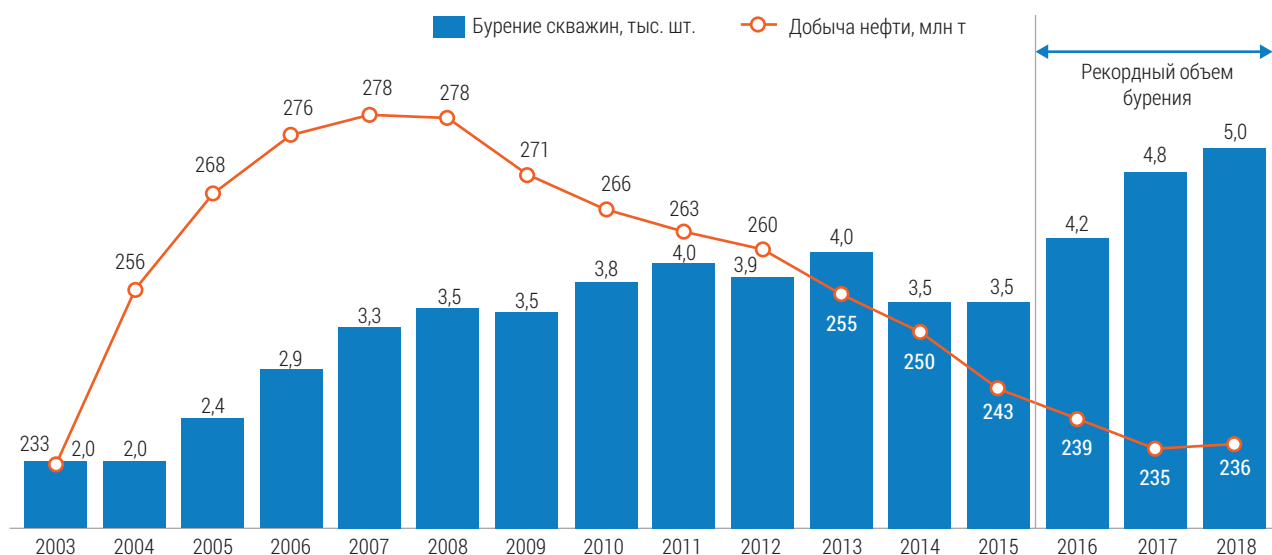
Значительно усложнилась ситуация и в сегменте нефтепереработки. Наиболее сильно по отрасли ударил

ВАРИАНТЫ ПОДХОДОВ К ИЗЪЯТИЮ РЕНТЫ

Вид налога	Мировой опыт	Особенности
Ресурсно-рентный налог (Resource-Rent Tax)	Применяется в отдельных юрисдикциях (впервые в Австралии)	Применяется к NPV по проекту, возникает только при достижении окупаемости инвестиций
Специальный / дополнительный налог на прибыль	Широко применяется в добывающих отраслях	Налоговое огораживание при налогообложении, могут быть установлены особенности вычетов (апшифт и т.п.)
Роялти / НДС	Широко применяется в добывающих отраслях	Ставка может устанавливаться в зависимости от цены сырья, прибыли, рентабельности
Налог на непредвиденную прибыль (Windfall Profit Tax)	Применялся в США к нефти, в европейских странах к энергетическим активам	Применяется к разнице между фактической и базовой ценой сырья, направлен на изъятие конъюнктурной ренты
Налог на сверхприбыль (Excess Profit Tax)	Применялся во многих странах в военное время	Применяется к прибыли сверх норматива рентабельности, негативно влияет на инвестиционную привлекательность

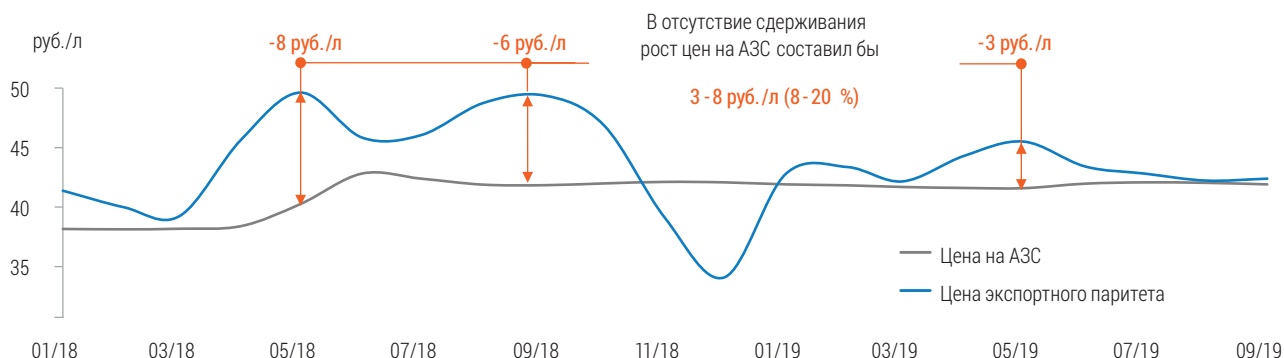
Источник: VYGON Consulting

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ В ХМАО

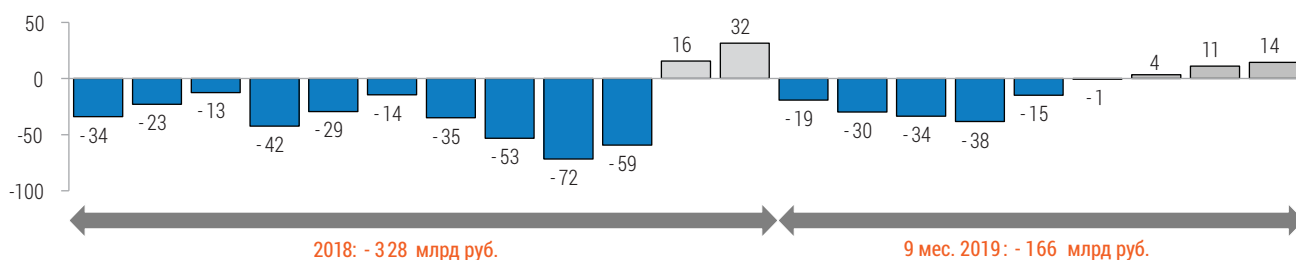


Источник: Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана, VYGON Consulting

ЦЕНЫ НА АЗС НА АИ-92 В ЦЕНТРАЛЬНОМ РЕГИОНЕ В 2018-2019 гг.



Эффект сдерживания цен на внутреннем рынке на нефтепереработку*, млрд руб.



* По автобензину и дизельному топливу, с учетом демпфера

Источник: VYGON Consulting

топливный кризис 2018 года, когда нефтепереработка де-факто была вынуждена субсидировать внутренний рынок. Такие действия стоили отрасли почти 0,5 трлн рублей за два года (см. «Цены на АЗС на АИ-92 в центральном регионе в 2018–2019 гг.»).

С целью компенсации потерь в нефтепереработке в 2019 году был введен специальный демпфирующий механизм. Однако он не только не снизил убытки компаний, но и увеличил их из-за изначально неправильной настройки параметров механизма. Корректировка параметров демпфера в середине 2019 года хотя и стабилизировала ситуацию, но не решила проблем рентабельности производства моторных топлив в стране. Кроме того, часть выплат нефтепереработке была компенсирована за счет увеличения НДС. Таким образом, налоговая нагрузка на нефтяную отрасль вновь была повышена, теперь уже с целью поддержки внутреннего рынка моторных топлив.

При этом значительная часть НПЗ по-прежнему требует модернизации, проведение которой в текущих регуляторных условиях без субсидий экономически неэффективно. С прошлого года рассматриваются возможности предоставления дополнительных субсидий НПЗ в виде мультипликатора к отрицательному акцизу на нефть. Его ввод должен существенно увеличить эффективность реализации не только заявленных проектов, но и тех, реше-

ние по которым еще не принято, что в результате должно привести к росту совокупных инвестиций в отрасль. Однако на сегодняшний день окончательного решения по предоставлению субсидий так и не принято.

Кроме того, до сих пор не ясны конечные цели государственного регулирования, поскольку отсутствует полноценная стратегия развития отрасли, в которой были бы четко определены целевые ориентиры по объемам необходимой нефтепереработки в стране, выпуску нефтепродуктов и инвестициям.

Проводимые несистемные изменения в регулировании и введение различных повышающих коэффициентов могут в итоге повлечь за собой проблемы как для бюджета, так и для экономики страны из-за снижения инвестиционной активности в нефтяной отрасли. Уже сейчас сложилась ситуация, когда необходим качественный пересмотр подходов к структуре и уровню налоговой нагрузки в нефтедобывающей отрасли при одновременном наличии потребности в субсидировании переработки и нефтехимии. При этом необходимо обеспечить стабильность доходов государства и возможность экстренных изъятий без повышения социальной нагрузки на население. Поэтому для снижения рисков и диверсификации налоговых отчислений необходим сбалансированный подход, где источником пополнения бюджета могут быть и другие отрасли экономики. 📌



На пути к чистой Арктике

Есть ли альтернатива судовому мазуту в северных акваториях?

АЛЕКСЕЙ КНИЖНИКОВ

Всемирный фонд дикой природы (WWF)

Судоходство в Арктике, в первую очередь в российском сегменте, интенсивно развивается. Одновременно в последние годы ужесточаются международные требования по уменьшению негативного воздействия на окружающую среду от судоходства. Как решить эту проблему?

Наиболее актуальные задачи в этой области – снижение рисков аварийных разливов нефти и выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, включая черный углерод (или сажу), и парниковых газов. Самой радикальной и при этом эффективной мерой может стать замена нефтяных топлив, в первую очередь судового остаточного топлива (флотского мазута), на альтернативные виды горючего.

ПО ПУТИ УЖЕСТОЧЕНИЯ

Дискуссии на данную тему уже вышли на высший политический уровень. В августе 2018 года президенты России Владимир Путин и Финляндии Саули Ниинистё сделали совместное заявление о необходимости перехода в Арктике на использование более чистых видов судового топлива, таких как сжиженный природный газ (СПГ). А в апреле 2019 года на международном форуме «Арктика – территория диалога» в Санкт-Петербурге В. Путин подчеркнул: «Чрезвычайно важно, на мой

взгляд, и с чем я с Саули согласен, это с тем, что если суда будут переходить на более экологичные виды топлива, а я имею, прежде всего, в виду газомоторное топливо, особенно суда, которые функционируют в северных, арктических морях, то это, конечно, чрезвычайно важно. Это абсолютно очевидно. И надо бы побуждать судостроительные компании и перевозчиков использовать именно такие виды транспорта и такое топливо».

Наиболее весомый вклад в решение обозначенной проблемы, скорее всего, будет сделан в ближайшее время Международной морской организацией (ИМО). Глобальное

регулирование в сфере использования судового топлива осуществляется на основе правил MARPOL – приложения I (загрязнение моря) и приложения VI (загрязнение атмосферного воздуха). Так, с первого января 2020 года введены в действие новые требования по снижению содержания серы с 3,5 до 0,5% в любых видах судового горючего.

Наиболее жесткие требования предъявлялись к так называемым зонам контроля выбросов (ECA), которые создаются в соответствии с правилом 14 MARPOL приложения VI (регулирование выбросов SO_x и твердых частиц). В Европе созданы зоны Балтийского и Северного морей (см. «Зоны регулирования MARPOL»).

В Северном Ледовитом океане (СЛО) создание зон ECA не планируется, но серьезно рассматривается возможность введения запрета на использование флотского мазута (HFO) в качестве судового топлива. Это в сочетании с международными требованиями по содержанию серы в топливе фактически вводит для Арктики ограничения, сопоставимые с требованиями ECA. Такое ограничение планируется установить в зоне действия Полярного кодекса (см. «Зона действия Полярного кодекса IMO в Арктике»). И очевидно, что в первую очередь две арктические страны – Россия и Канада – более всего ощутят на себе результаты этого нового регулирования.

При этом важно помнить, что уже существует специальная антарктическая зона. И хотя она не оформлена в виде ECA, но с первого августа 2011 года в соответствии с конвенцией MARPOL IMO запрещено использование тяжелых нефтяных топлив южнее 60° южной широты. Данная норма запрещает и перевозку как груза, и использование в ка-

честве топлива нефти с плотностью более чем 900 кг/м³ (при 15°C), а также прочих продуктов с плотностью более 900 кг/м³ или с кинематической вязкостью при 50°C более чем 180 мм²/с или битумов, смол и их эмульсий. Это означает, что пассажирские и грузовые суда, работающие в Антарктике, должны переключиться на использование других видов топлива. Исключения делаются только для кораблей, обеспечивающих безопасность или задействованных в поисковых и спасательных операциях.

В Арктике, в отличие от Антарктиды, не планируется запрет на транспортировку нефти и мазута. Это, безусловно, связано с большой ролью нефтепродуктов в обеспечении жизнедеятельности местных сообществ и промышленной добычей нефти в Арктике.

НОРВЕЖКИЕ ОЦЕНКИ

Для того чтобы помочь переговорному процессу в рамках IMO, по линии Арктического совета были подготовлены эколого-экономические обоснования использования альтернативных видов судового топлива в Арктике (см. «Арктический совет»). Норвежская компания DNV GL (см. «О компании DNV GL») по заказу Рабочей группы по защите окружающей среды (PAME) Арктического совета провела исследование и выпустила Аналитический доклад «Альтернативные виды судового топлива для арктического судоходства» (Alternative fuels in the Arctic. DNV GL AS 2019).

Это исследование было профинансировано за счет средств Фонда для экологического сотрудничества в Арктике Министерства иностранных дел Норвегии.

АРКТИЧЕСКИЙ СОВЕТ

Арктический совет – ведущий межправительственный формат, содействующий сотрудничеству приарктических государств, общин коренных народов и остальных жителей Арктики, в том числе по вопросам устойчивого развития и защиты окружающей среды.

Членами Арктического совета являются Дания, Исландия, Канада, Норвегия, Российская Федерация, Соединенные Штаты Америки, Швеция и Финляндия. Председательство в Арктическом совете осуществляется на ротационной основе. В 2017–2019 годах председателем была Финляндия, которая в мае 2019 года передала эту функцию Исландии, с 2021 – РФ.

Кроме постоянных членов Арктического совета, имеется развитая система наблюдателей, которые могут вносить полезный вклад в дело устойчивого развития Арктики. Статус наблюдателей имеют:

- ▲ 13 неарктических государств, в том числе Франция, Германия, Великобритания, Италия, Япония, Индия, Китай и другие;
- ▲ 14 межправительственных и межпарламентских структур – например, Международная морская организация, Всемирная метеорологическая организация, Программа ООН по окружающей среде и другие;
- ▲ 12 неправительственных организаций, в том числе Арктическая программа Всемирного фонда дикой природы.

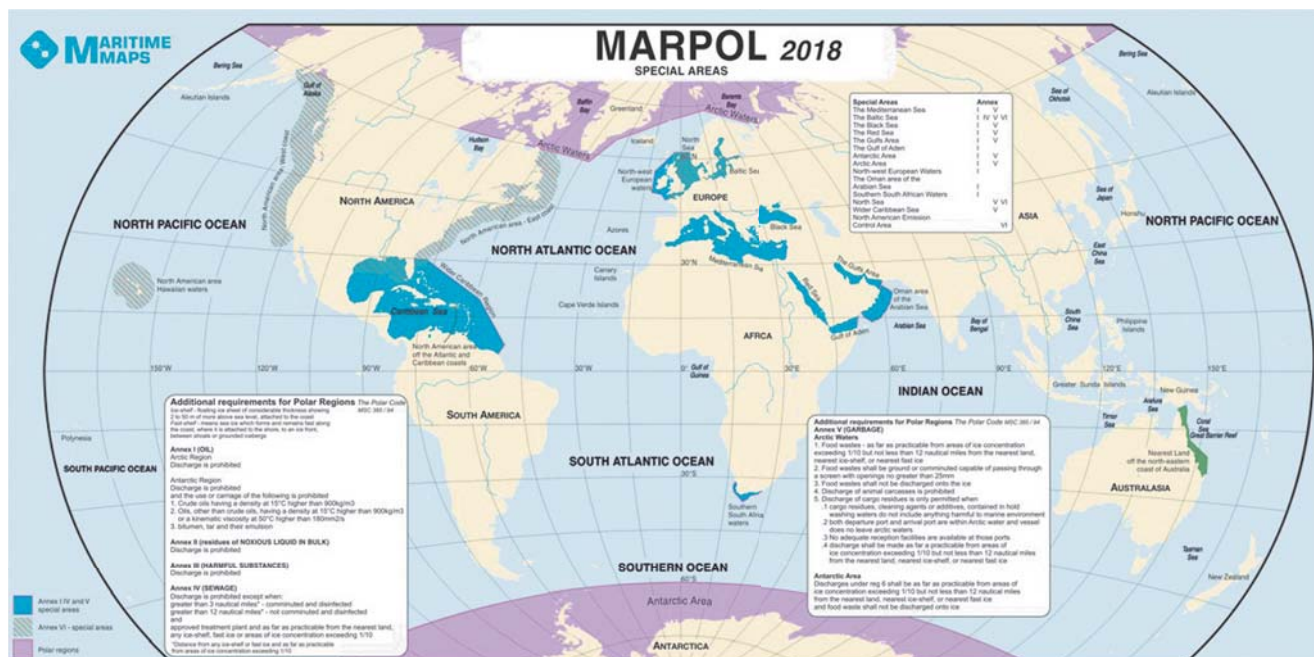
Работа Совета осуществляется, главным образом, в рамках шести рабочих групп:

- ▲ по устранению загрязнения в Арктике (ACAP);
- ▲ по реализации Программы арктического мониторинга и оценки (AMAP);
- ▲ по сохранению арктической флоры и фауны (CAFF);
- ▲ по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций (EPPR);
- ▲ по защите арктической морской среды (PAME);
- ▲ по устойчивому развитию (SDWG).

- ◆ тяжелое остаточное топливо (мазут) – в качестве исходного базового варианта;
- ◆ дистиллятные виды топлива;
- ◆ малосернистое смешанное топливо;
- ◆ малосернистое смешанное арктическое топливо;
- ◆ биодизель (растительные масла);
- ◆ биогаз;
- ◆ сжиженный природный газ;
- ◆ электроэнергию, накапливаемую в аккумуляторах от береговых зарядных устройств;
- ◆ метанол;
- ◆ водород;
- ◆ аммиак.

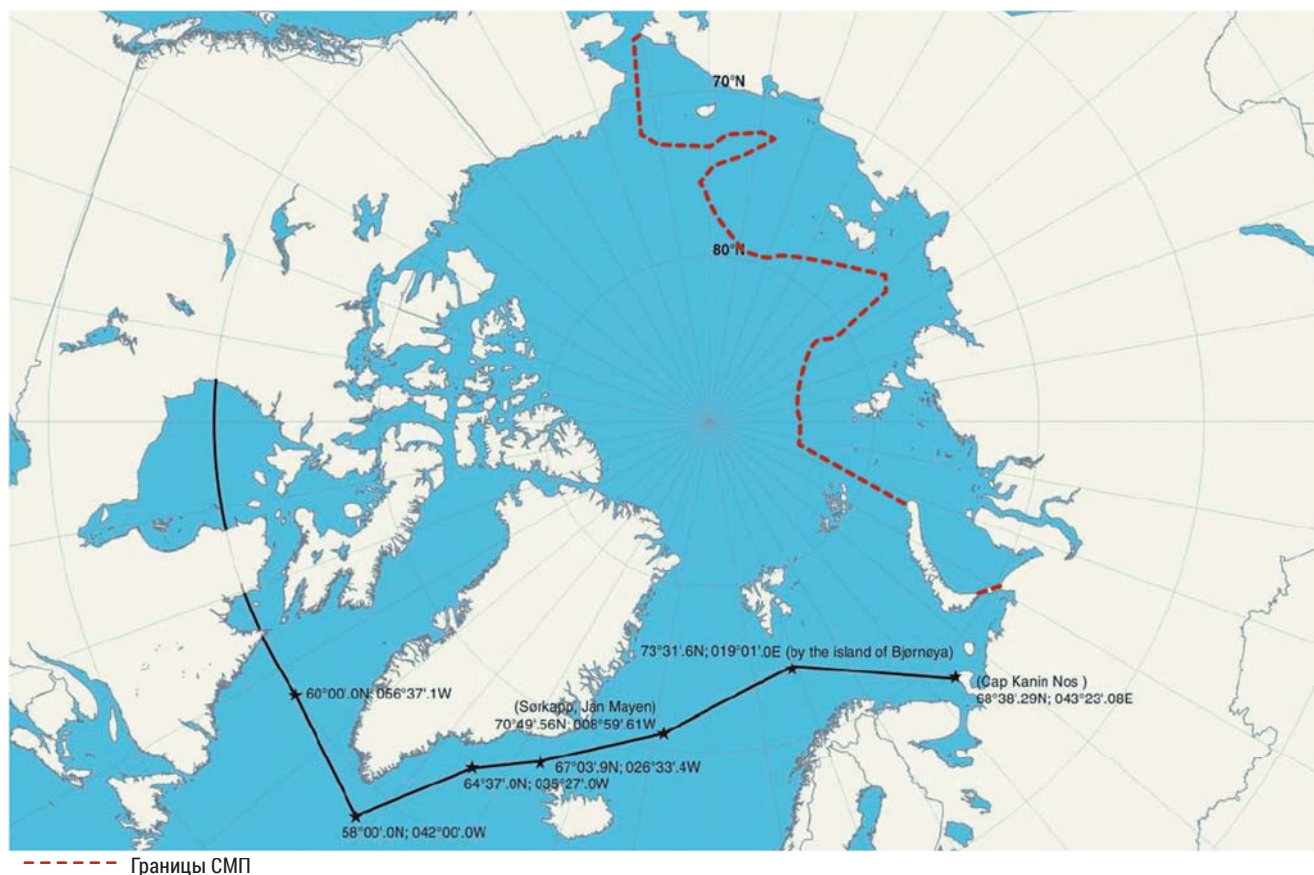
3. На основании результатов, полученных в п.2, были определены наиболее оптимальные на ближайшие 5–10 лет варианты использования альтернативных видов топлива и технологий. Сделаны оценки связанного с этим возможного уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и снижения риска разливов нефтепродуктов. Обсуждены барьеры на пути внедрения этих видов топлива и технологий.

Тяжелое остаточное топливо (мазут) обеспечило 58% от общего объема потребления, дистиллятные виды – 36%. Атомная энергия (в пересчете на нефтяной эквивалент) – 6% энергопотребления судами. На долю сжиженного природного газа пришлось менее 0,1 %.



Источник: Maritime Maps

ЗОНА ДЕЙСТВИЯ ПОЛЯРНОГО КОДЕКСА ИМО В АРКТИКЕ



Источник: Polar Code MEPC 68/21/Add.1 Annex 10

О КОМПАНИИ DNV GL

Норвежская компания DNV GL является одним из крупнейших в мире сертификационных и классификационных обществ. Она была создана в 2013 году в результате слияния норвежской Det Norske Veritas и германской Germanischer Lloyd.

В регистре классификационного общества DNV GL находится более 13 тыс. судов и мобильных offshore установок с суммарным водоизмещением более 265 млн тонн (21 % мирового флота).

Компания является центром компетенций в области судоходства и судостроения, нефтегазовой отрасли, возобновляемых источников энергии, обеспечения промышленной безопасности. 65 % всех подводных трубопроводов в мире спроектировано и построено по техническим стандартам DNV GL.

Ежегодно 12 тыс. сотрудников компании, работающих в 350 офисах, предоставляют услуги более чем 100 тыс. клиентов из более чем 100 стран мира.

Штаб-квартира компании расположена в Норвегии, головные офисы – в Германии, Великобритании и Нидерландах.

С 2014-го по 2017 год объем использования судового топлива в Арктике увеличился на 45 %.

На основе вышеприведенных данных при помощи коэффициентов были оценены объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, связанных с арктическим судоходством. Эмиссия углекислого газа составила 1,85 млн тонн, или около 0,23 % от мирового объема выбросов этого газа от судоходства. Выбросы окислов азота – 32,5 тыс. тонн, окислов серы – 2,3 тыс. тонн, твердых частиц – 20 тыс. тонн, «черного углерода» (сажи) – 200 тонн.

АЛЬТЕРНАТИВЫ ДЛЯ АРКТИКИ

Оценка альтернативного топлива и технологий для Арктики проводилась по трем группам критериев:

- ◆ экологические (выбросы в атмосферу при использовании топлива / технологий, последствия в случае разлива топлива);
- ◆ экономические (стоимость топлива и оборудования, затраты на эксплуатацию и т.д.);
- ◆ возможности масштабирования (технические показатели – безопасность, зрелость технологии, сложность системы; эксплуатационные показатели – примени-

БАРЬЕРЫ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПГ В АРКТИЧЕСКОМ СУДОХОДСТВЕ

Группа барьеров	Барьер	Уровень барьера	Комментарий
Технические	Безопасность и надежность	Значительный	Необходимость дополнительных мер безопасности, в том числе при бункеровке
	Инфраструктура и доступность		Отсутствие инфраструктуры для использования СПГ в Арктике
	Зрелость технологии		Технология зрелая
Экономические	Экономические и финансовые затраты	Высокий	Высокие инвестиционные затраты
	Налоги и стимулы		Ограниченный спрос на «зеленые» суда
Регуляторные	Нормативные требования органов власти	Низкий	Будут развиты Международной морской организацией
	Требования классификационных обществ		Будут созданы классификационными обществами
	Стимулы		Стимулы в настоящее время отсутствуют
Культурные - нетехнические	Организационные	Значительный	Обучение и тренировка команд
	Комплексность и сложность использования		Требует более высокого уровня квалификации и качества работ

Источник: DNV GL

МЕРЫ КОНТРОЛЯ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА

Мера	Эффектив-ность*	Возможность использования**	Наличие***	Применимость	Выбросы других загрязни-телей	Примечания
Использование сжиженного природного газа	Высокая	Высокая для новых судов, низкая для существующих	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Для двигателей, спроектированных для работы на СПГ, или много-топливных двигателей	Снижение выбросов CO ₂ , NO _x , SO _x , пыли в степени, зависящей от конструкции двигателя; Увеличение выбросов метана (в зависимости от конструкции двигателя и условий его эксплуатации), возможно формальдегида	Ограниченная инфраструктура для бункеровки СПГ
Переход на дистиллятные виды топлива	От низкой до средней	Высокая для новых и существующих судов	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Для любых двигателей	Снижение выбросов SO _x и пыли в степени, зависящей от содержания в топливе серы	
Использование биодизеля	Средняя	Высокая для новых и существующих судов	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Для любых двигателей	Снижение выбросов SO _x и пыли; Увеличение выбросов окислов азота в различной степени	Ограниченные возможности поставки и неопределенность в области законодательства (конвенция MARPOL)
Добавка воды в топливную эмульсию (WiFE)	Недостаточно информации	Недостаточно информации	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Недостаточно информации	Снижение выбросов окислов азота и пыли (?)	Необходимы дополнительные исследования, но уже используется на некоторых судах
Метанол	Средняя, судя по имеющейся информации, Теоретически – высокая	Высокая для новых и средняя для существующих судов	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Дизельные и многотопливные двигатели	Снижение выбросов NO _x , SO _x , пыли; Увеличение выбросов формальдегида	Ограниченные возможности снабжения и отсутствие инфраструктуры для бункеровки; Должны быть разработаны правила использования топлива с низкой температурой вспышки
Сажевые фильтры	Высокая	Высокая для новых судов, средняя для существующих	В краткосрочной (до 2023 года) и среднесрочной (до 2030 года) перспективе	Высоко- и среднеоборотные дизели в сочетании с низкосернистым и низкосольным топливом, т.е. дистиллятным	Снижение выбросов пылевых частиц; Увеличение CO ₂ и твердых отходов от работы скрубберов	Необходимость пространства для размещения оборудования и хранения твердых отходов; Дополнительное сопротивление движению выхлопных газов; Вопросы регенерации реагентов; Необходим анализ возможности использования этой меры на низкооборотных дизелях
Скрубберы для улавливания окислов серы	Низкая, но зависит от проекта и типа судна	Высокая для новых и существующих судов	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Низко- и среднеоборотные дизели, использующие ТОТ	Снижение выбросов SO _x и пыли; Увеличение CO ₂ и твердых отходов очистки	Необходимость пространства для размещения оборудования и хранения отходов
Рециркуляция выхлопных газов со скрубберами	Недостаточно информации	Недостаточно информации	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Низкооборотные дизели, использующие ТОТ	Снижение выбросов NO _x , SO _x и пыли; Увеличение CO ₂ и твердых отходов	Необходимость пространства для размещения оборудования и хранения отходов

Мера	Эффектив-ность*	Возможность использова-ния**	Наличие***	Применимость	Выбросы других загрязни-телей	Примечания
Электрофиль-тры	Высокая	Высокая для новых судов, средняя для существующих, в зависимости от наличия пространства	В краткосрочной (до 2023 года) и среднесрочной (до 2030 года) перспективе	Низкооборот-ные дизели, использующие TOT	Снижение пыли и SO _x (при использовании влажных фильтров); Увеличение CO ₂ , жидких и твердых отходов	Необходимость пространства для размещения оборудова-ния и хранения отходов; Необходимость обеспечения низкой температуры выхлоп-ных газов
Дизельные окислительные катализаторы	Неэффектив-ны	Высокая для новых и существующих судов	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Высокооборот-ные дизели с ультранизким по сере топли-вом (ULSD); его использо-вание на крупных двигателях мо-жет создавать проблемы	Снижение полициклических ароматических углеводоро-дов, окиси углерода; Увеличение CO ₂	Необходимость пространства для размещения оборудова-ния и хранения отходов; Необходимость обеспечить высокую температуру выхлопных газов
Сажевые филь-тры с катализа-торами	Высокая	Высокая для новых судов, средняя для существующих	В среднесрочной перспективе (до 2030 года)	Высоко- и среднеоборот-ные дизели, оборотные на дистиллятном топливе	Снижение выбросов NO _x и пыли; Неопределенность по изме-нению выбросов CO ₂ ; Увеличение количества твердых отходов	Используются в автотран-спорте; Необходимость места для размещения оборудования и хранения твердых отходов; Дополнительное сопротив-ление движению выхлопных газов; Вопросы регенерации реагентов; Необходимость дополни-тельного анализа возмож-ности использования этой меры на низкооборотных дизелях
Настройка режимов работы двигателей с катализаторами	От низкой до средней	Высокая для новых судов, средняя для существующих	В среднесрочной перспективе (до 2030 года)	Для любых двигателей	Снижение выбросов CO ₂ , NOx, пыли, углеводородов и окиси углерода	
Технологии кон-троля режима работы двига-телей	От низкой до средней в зависимости от типа двига-теля	Высокая для новых судов, средняя для существующих	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Для любых двигателей	Снижение выбросов CO ₂ , NO _x , пыли	Речь идет о новых моделях клапанов, режимах впрыс-ка, электронном контроле работы двигателя и т.д.
Электродвига-тели с аккумулято-рами	Высокая	Высокая для новых судов, низкая для существующих	В краткосрочной (до 2023 года) и среднесрочной (до 2030 года) перспективе в зависимости от размеров судов	Пригодно пока только для коротких рейсов	Нулевые выбросы с судна	Вес установок; Возможность химических утечек; Доступность аккумуляторов

Мера	Эффектив- ность*	Возможность использова- ния**	Наличие***	Применимость	Выбросы других загрязни- телей	Примечания
Гибридные сило- вые установки с аккумулято- рами	От низкой до средней в зависимости от режима работы	Высокая для новых судов, средняя для существующих	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Наиболее подходит для судов, работающих с переменными нагрузками	Снижение всех видов выбросов	Необходимость места для размещения установок; Возможность химических утечек; Доступность аккумуляторов
Водородные топливные ячейки	Высокая	Высокая для новых и низкая для существующих судов	В краткосрочной (до 2023 года) и среднесрочной (до 2030 года) перспективе в зависимости от размеров судов	На коротких рейсах – на сжатом водороде, на более длинных необходим сжиженный водород	Нулевые выбросы с судна	Ограниченные возможности бункеровки; Безопасность (пожарная); Ограничение некоторых материалов для производ- ства ячеек; Законодательная база
Снижение скоро- сти плавания	От малоэф- фективной до средней, в зависимости от двигателя, технологии и существующего режима плаваний	Высокая	В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Для любых двигателей	Снижение всех видов вы- бросов, но может привести к увеличению выбросов окислов азота и пыли в зависимости от двигателей и режима работы	Есть вопросы по обеспече- нию выполнения этой меры; Дополнительное движение судов для сохранения объе- мов перевозок; Должна быть учтена проблема безопасности при сниженном энергопотребле- нии
Поставка энергии с берега при нахождении в порту			В краткосрочной перспективе (до 2023 года)	Для любых двигателей	Нулевые выбросы с судов во время стоянки в порту	В условиях Арктики мера может быть реализована только в среднесрочной перспективе; Необходимость дополни- тельной инфраструктуры для судов и портов

* Количественная шкала возможности снижения выбросов:

высокая – на 90 % и более;

средняя – 30–90 %;

низкая – менее 30 %.

** Количественная шкала возможности использования:

высокая – обозначает, что мера может быть использована без существенного воздействия на практику работы, существенных затрат или дополнительных проблем в области безопасности;

средняя – мера может быть реализована при умеренном воздействии на практику работы, умеренных затратах или дополнительных проблемах в области безопасности;

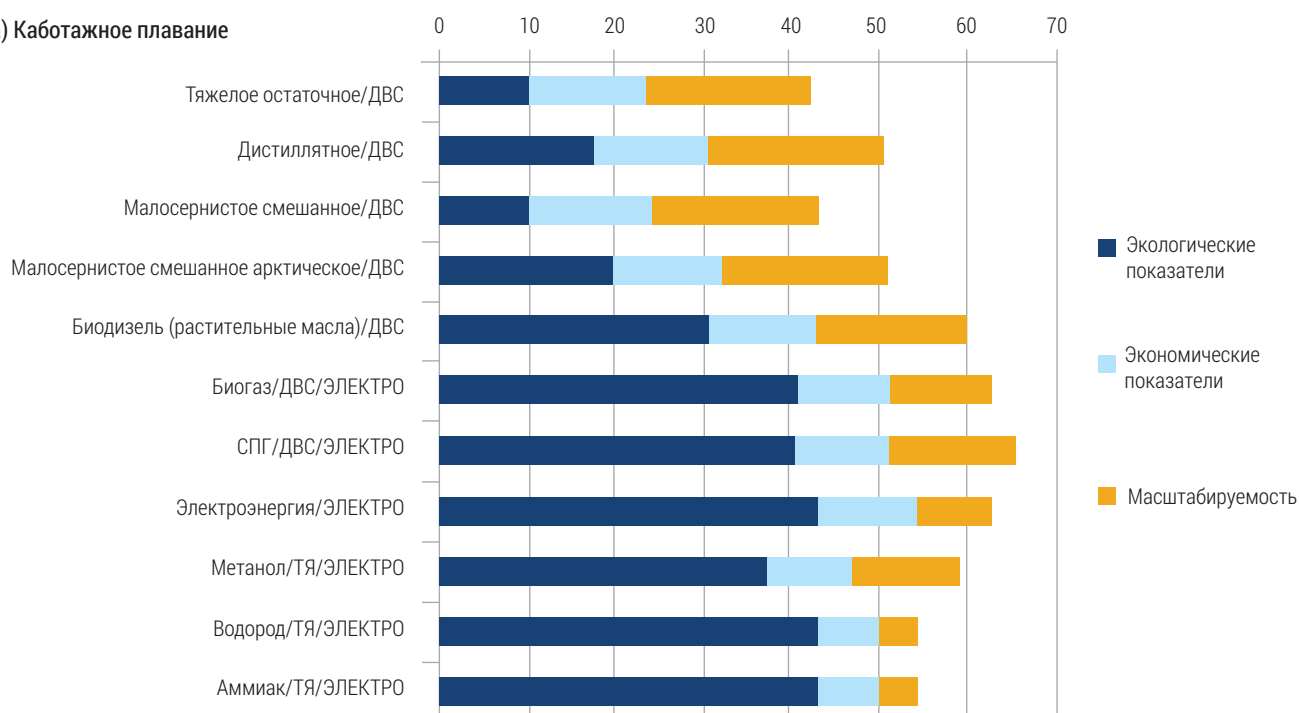
низкая – мера может быть реализована при значительном воздействии на практику работы, значительных затратах и проблемах в области безопасности.

*** Краткосрочная перспектива означает до 2023 года. Среднесрочная – в период между 2023–2030 годами в связи с планируемыми действиями IMO по ограничению выбросов парниковых газов.

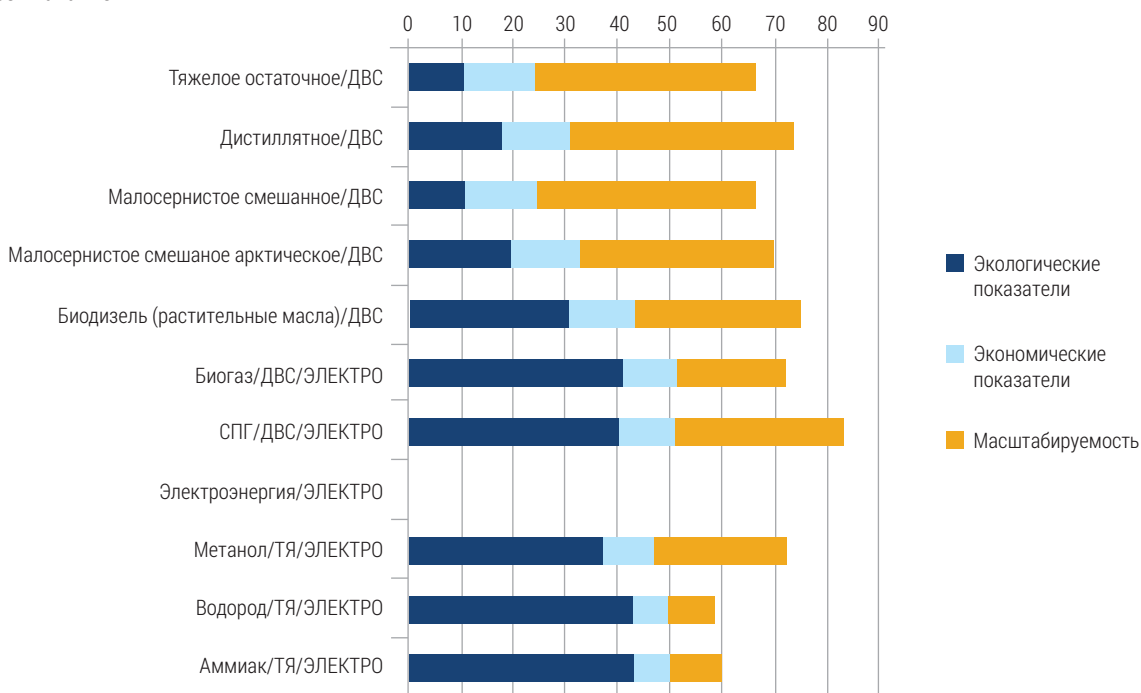
Источник: Материалы международного семинара, организованного Международным советом по чистому транспорту в 2018 г.

РЕЙТИНГ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТОПЛИВ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ КАБОТАЖНОГО И ДАЛЬНОГО ПЛАВАНИЯ В АРКТИКЕ

а) Каботажное плавание



б) Дальнее плавание



Сокращения и обозначения:

ДВС – двигатель внутреннего сгорания

СПГ – сжиженный природный газ

ЭЛЕКТРО – аккумуляторно-электродвигательные комплексы

ТЯ – топливные ячейки

Источник: DNV GL

мость на уже существующих судах, пределы мощности, объемы хранения, возможность использования существующей инфраструктуры; доступность масштабирования – глобальная доступность, наличие инфраструктуры, надежность обеспечения).

С 1 января 2020 года введены в действие новые требования по снижению содержания серы с 3,5 до 0,5 % в любых видах судового горючего

Оценка для каботажного (прибрежного) и дальнего плавания проводилась отдельно, так как условия использования различных альтернативных видов топлива и технологий будут существенно отличаться.

Результаты исследования показали, что все альтернативные виды топлива и технологий имеют более высокие показатели по экологичности, но в целом проигрывают традиционным по экономическим показателям и возможностям масштабирования (см. «Рейтинг альтернативных топлив и технологий для каботажного и дальнего плавания в Арктике»).

Сжиженный природный газ в сочетании с гибридной аккумуляторно-электрической силовой установкой на ближайшие 5–10 лет имеет наиболее высокие показатели оценок как для каботажного, так и для дальнего плавания в Арктике.

При этом хотя СПГ не обеспечивает нулевые выбросы углекислого газа, переход основной части арктического судоходства на его использование может привести к снижению эмиссии парникового газа на 12%, окислов азота – на 85%, окислов серы – на 95%, твердых частиц – на 98%, сажи – на 91%. Кроме того, такое решение полностью исключит риск разлива нефтепродуктов, применяемых в качестве судового горючего.

Переход на СПГ будет содействовать развитию инфраструктуры для использования биогаза, который является «нулевым» видом топлива в плане выбросов углекислого газа, вызывающего парниковый эффект.

Однако при этом следует помнить, что пока отсутствуют силовые установки, позволяющие использовать СПГ на судах маломерного флота.

В настоящее время происходит активная подготовка к отказу от использования судового остаточного нефтяного топлива (или мазута) в Арктике. При этом в ближайшие годы наиболее реалистичным сценарием пока является переход на применение дистиллятного нефтяного топлива. Данный шаг не обеспечит снижения выбросов углекислого газа и окислов азота. Однако в этом случае может быть достигнуто уменьшение эмиссии твердых частиц на 67%, черного углерода на 35% и окислов серы на 94%. В случае аварийных разливов дистиллятов ущерб окружающей среде также ожидается высоким, особенно в зимний период.

БАРЬЕРЫ И СТИМУЛЫ ДЛЯ СПГ

Все альтернативные виды топлива и технологий для арктического судоходства имеют барьеры для внедрения. В условиях Арктики эти барьеры будут расти в связи с дополнительными факторами – наличием ледового покрова, большими расстояниями, отсутствием инфраструктуры и т.д.

Ключевыми барьерами будут высокая стоимость оборудования, ожидаемые цены на топливо и отсутствие инфраструктуры для бункеровки. Важным фактором станет безопасность использования. Для некоторых альтернативных видов топлива препятствием может послужить ненадежность долговременного обеспечения, необходимость держать на борту судна танки большого объема для хранения нового вида горючего и т.д. (см. «Барьеры для использования СПГ в арктическом судоходстве»).

Главными факторами внедрения СПГ и альтернативных топлив и технологий в Арктике будут, как и в прошлом, экономические аргументы. Однако в следующие десятилетия существенную роль будут играть и вопросы охраны окружающей среды, в том числе сокращения выбросов парниковых газов.

Уже существует специальная Антарктическая зона. И хотя она не оформлена в виде ЕСА, но с 1 августа 2011 года в соответствии с конвенцией MARPOL IMO запрещено использование тяжелых нефтяных топлив южнее 60° южной широты

В краткосрочной перспективе новые международные нормативы в области снижения выбросов окислов серы, азота и твердых частиц будут оказывать влияние на мировое судоходство (см. «Меры контроля выбросов «черного» углерода»). А в средне- и долгосрочном плане компания DNV GL ожидает роста влияния требований по сокращению выбросов парниковых газов. При этом нельзя будет ожидать постоянства «нормативного и технологического ландшафта» в течение планируемого периода эксплуатации судна.

Важным фактором в ускорении перевода арктического судоходства на более экологичные виды топлива, нежели флотский мазут, станут решения IMO. Весной 2020 года профильный Комитет по защите морской среды подготовит свои предложения по срокам и правилам введения запрета на флотский мазут в Арктике. Такое регулирование станет адекватной мерой для снижения экологических рисков в связи со стремительным ростом судоходства в Северном Ледовитом океане. ▀



Льготы делят Арктику

Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

Инвестиционный и налоговый режим для освоения нефтегазовых запасов российской Арктики после нескольких лет межведомственных и корпоративных препирательств приобретает конкретные очертания. Главный подход заключается в том, что арктическим проектам будут предоставлены налоговые льготы в соответствии с правилами категории, к которой они будут отнесены.

Из заявленных правительством новых правил льготирования разработки арктических запасов становится ясно, какие конкретные проекты получают дополнительные стимулы для развития, каким компаниям придется исхитряться в составлении инвестиционных схем, а для каких Арктика так и останется белым пятном недропользования, что бы там ни заявляли государственные чиновники.

В феврале нынешнего года пакет законопроектов о предоставлении налоговых преференций инвесторам в Арктической зоне РФ поступит в Государственную Думу России из государственного правового управления президента, куда они пришли из правительства. Сообщивший об этом на заседании госкомиссии по Арктике в конце 2019 года заместитель главы Минвостокразвития РФ Александр Крутиков выразил надежду, что «новые правила по развитию Арктики начнут работать в июле 2020 года». Как прогнозирует заместитель министра, Стратегия развития Арктической зоны России до 2035 года, подготовленная его ведомством, позволит привлечь в регион 15 трлн рублей инвестиций.

Кроме того, льготы участникам освоения заполярной зоны, изложенные в Основах государственной политики в Арктике, были одобрены на заседании Совета безопасности РФ под председательством президента Владимира

Путина в декабре прошлого года. Проекты, которые могут претендовать на льготы, разделены на четыре региональные категории, а также выделена пятая федеральная категория (см. «Льготные предложения»).

По словам Юрия Трутнева, вице-премьера и полномочного представителя президента РФ в Дальневосточном федеральном округе, ресурсы шельфа Арктики составляют 17 млрд тонн жидких углеводородов и 85 трлн м³ газа. В то же время заместитель министра энергетики Павел Сорокин отмечает, что после проведенной инвентаризации запасы российской нефти достигают почти 29 млрд тонн, но рентабельными из них являются лишь 17,2 млрд тонн. Получается, что морские ресурсы Арктики сопоставимы с рентабельными запасами всей России! Но необходимы инвестиции, чтобы перевести геологический потенциал в реальную сырьевую базу.

НЕ СРАЗУ ВСЕ УСТРОИЛОСЬ

Главная новация в происходящих регулятивных событиях – это принятие российским руководством принципиального решения о предоставлении льгот бизнесу в Арктике. Ранее такой подход не выглядел бесспорным и единственным возможным. На совещании с президентом Путиным в июле 2019 года первый вице-премьер и глава Минфина Антон Силуанов отстаивал введение эмбарго на предоставление льгот недропользователям до 2024 года. Это был ответ Минфина на предложение о введении новых льгот, сделанное в июне главой «Роснефти» Игорем Сечиным. Путин выбрал компромиссный вариант, связав принятие решения о преференциях с завершением инвентаризации проектов, претендующих на льготы. Таким образом, вопрос об установлении нового фискального режима для бизнеса в Арктике был подвешен как минимум до начала 2020 года.

И вот теперь очевидно, что Путин принял решение в пользу предоставления льгот. Скорее всего, президент поддержал проарктический подход по причинам, связанным с конкретными проектами, которым преференции требуются уже сейчас. А Арктическая зона в целом получила их с расчетом на развитие в стратегической перспективе.

Приоритетными в регионе выглядят несколько проектов. Например, «Ямал СПГ», ценность которого, помимо прочего, состоит в том, что он превратил Россию во влиятельного участника рынка сжиженного природного газа, самого динамичного сегодня энерготовара в мировой торговле.

Другой проект, имеющий петрополитическую премию, – это «Восток Ойл», крупнейший по запасам нефти на суше России. В нем, помимо «Роснефти», участвует корпорация BP, к нему также хотят присоединиться инвестиционные тяжеловесы из азиатских стран-импортеров углеводородов.

Для России эти и другие арктические проекты – козыри, которые повышают шансы на успех в нынешнем раунде большой энергетической игры. В рамках этой игры СПГ конкурирует с трубопроводным газом, сланцевая нефть – с традиционным «черным золотом» новых крупных месторождений, а маршруты поставок из Ормузского залива в Китай и из США в Европу – с новым высокопотенциальным Северным морским путем.

МИЛЛИАРД ЗА СКВАЖИНУ

Хотя проекты на шельфе отнесены к первой группе получателей преференций, примеров такого недропользования немного. Около 90% разведочных лицензий на морские участки распределено между госкорпорациями «Газпром» и «Роснефть». Первоначально у них были иностранные партнеры, но международное сотрудничество разрушили в 2014 году введенные США и ЕС антироссийские санкции в нефтегазовой отрасли.

Тем не менее российские компании, хотя и резко ограничили, но продолжили морскую разведку. В 2014 году «Роснефть» завершила начатую вместе с ExxonMobil (США) разведочную скважину на Университетской структуре

в Карском море и выявила крупное месторождение Победа с запасами почти 130 млн тонн высококачественной нефти и более 390 млрд м³ газа. «Газпром» построил в 2015 году субгоризонтальную разведочную скважину с суши в море на субаквальную часть Крузенштернского газоконденсатного месторождения в Карском море с запасами под 1 трлн м³ газа. В 2017 году «Роснефть» пробурила в море Лаптевых разведочную скважину с суши в море и открыла Центральное-Ольгинское месторождение с запасами «черного золота» свыше 80 млн тонн по категории C₁+C₂.

Рассказывая об открытии месторождения Победа, заместитель генерального директора по развитию шельфовых проектов АНО «Агентство Дальнего Востока по привлечению инвестиций и поддержке экспорта» Магомед Гехаев отметил, что стоимость единственной разведочной скважины на Университетской структуре составила \$1 млрд. Для изучения всего лицензионного участка требуется минимум четыре-пять таких скважин, то есть \$5 млрд. «Если эти цифры заложить в экономическую модель, то ни один проект в Арктике не будет обладать положительной финансовой отчетностью», – утверждает Гехаев. По мнению чиновника, важна и приемлемость монетарных условий. В России бизнес фондируется под 7–10%, в Норвегии – под 2–4%. В результате в РФ от шельфовых проектов требуется доходность от 15 до 20%, тогда как в Норвегии – всего 8–10%.

Льготы, которые получают от правительства недропользователи первой категории, должны улучшить экономику проектов. В начале декабря 2019 года Юрий Трутнев сообщил СМИ, что концепция законопроекта о расширении доступа на арктический шельф уже разработана. Предполагается, что держателем лицензий для работы на шельфе Арктики будет консорциум с участием госкомпании, а к нему смогут присоединиться иностранные и частные компании.

Помимо «Газпрома» и «Роснефти», число «якорных» лицензиатов-операторов пополнит государственный холдинг «Росгеология». Генеральный директор холдинга Сергей Горьков на заседании госкомиссии по Арктике, состоявшемся 25 июля 2019 года, попросил выделить компании 300 млрд рублей на организацию проектов геологоразведки в высоких широтах сроком на 25 лет из Фонда национального благосостояния (ФНБ). Но правительство пока эту идею не поддержало.

КТО НА ШЕЛЬФЕ ВСЕХ БЫСТРЕЙ

Самые активные планы на шельфе Арктики озвучивает «Газпром». Генеральный директор ООО «Газпром геологоразведка» Всеволод Черепанов заявил, что до 2023 года планируется пробурить на арктическом шельфе 10 поисково-оценочных и разведочных скважин. «Ожидаемый перспективный прирост запасов природного газа составит более 1,5 млрд тонн условного топлива», – прогнозирует он. В 2019 году уже начато строительство глубоких морских скважин – разведочной № 4 на Ленинградском ГКМ и поисково-оценочной № 1 на Скуратовской площади.

Льготные предложения

Новые «северные правила», которые предложило правительство, ясно расчерчивают схему льготирования арктических проектов. Они разделены на несколько категорий по видам деятельности. Первая группа – это проекты недропользования на шельфе, вторая – газохимические и СПГ-проекты, третья – проекты разведки и разработки углеводородов в новой провинции континентальной части, четвертая – прочие проекты. Кроме того, правительственные ведомства согласились с тем, что арктические проекты могут быть внесены в новую, пятую категорию по принципу исчисления налога на добавленный доход (НДД).

Региональные власти получают право снижать до нуля местную долю в ставке земельного налога для всех категорий арктических проектов, а также ставки налогов на прибыль и имущество. Льготы смогут получить только новые инвестиционные проекты, их максимальный объем – не больше 25 % осуществленных инвестиций. Минимальная сумма, которую должен вложить инвестор в проект, – 10 млн рублей.

Проекты добычи на шельфе получают 5%-ную ставку НДПИ для нефти и 1%-ную ставку для газа в течение 15 лет с момента начала промышленного производства. Кроме того, источники в Минвостокразвитии утверждают, что будут лоббировать в Госдуме предоставление морским недропользователям инвестиционного налогового вычета из федеральной части налога на прибыль в размере 50% расходов на поиск, оценку и разведку углеводородов.

Вторая группа охватывает газохимические и СПГ-проекты. Здесь правительство решило распространить льготы, предоставленные НОВАТЭКу при строительстве «Ямал СПГ», на другие подобные проекты в регионе. Так, для СПГ-производств планируется предусмотреть нулевую ставку НДПИ в течение 12 лет с момента поставки первой партии продукта.

Третья группа – месторождения на суше в новых нефтегазовых провинциях. Это преимущественно новые участки «Роснефти» в Красноярском крае, а также ее проект «Восток Ойл». Преференции предусматривают нулевую ставку НДПИ в течение первых 12 лет промышленной добычи и постепенный выход на полную ставку НДПИ с 13-го по 17 год добычи.

Благодаря применению льгот доходность новых проектов в Арктике достигнет 20–22 %, утверждает вице-премьер Юрий Трутнев. Это очень высокие показатели по сравнению с другими оценками. Например, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, говоря об освоении Арктики без предоставления льгот инвесторам, считает, что «ни один проект арктического шельфа не будет рентабельным». А глава Минэнерго России Александр Новак отметил, что для достижения рентабельности добычи на арктическом шельфе мировая цена на нефть должна составлять \$70–100 за баррель. Притом что в 2019 году котировки сорта Brent составляли в среднем \$65.

«Газпром» владеет 11 лицензиями на геологическое изучение недр, разведку и добычу углеводородного сырья в акватории Карского моря и пятую – в акватории Баренцева. Согласно условиям лицензионных соглашений, основные объемы ГРП должны быть выполнены до 2025 года. При этом величина ресурсов и запасов углеводородов в пределах лицензионных участков «Газпрома» на шельфе арктических и Охотского морей на начало 2019 года оценивалась в 28,8 млрд тонн у.т., из которых 27,8 млрд тонн составляет свободный газ.

Переданный в Госдуму законопроект о расширении доступа к арктическому шельфу предлагает открыть его в пределах еще не распределенных 10 % морских лицензий. (В настоящее время эти ресурсы оцениваются в 1,1 млрд тонн нефти и 0,14 трлн м³ газа). Готовы ли частные ВИНК работать на шельфе Арктики на новых, более привлекательных условиях? Скорее всего, они настроены пока настороженно. Леонид Федун, вице-президент по стратегическому развитию ЛУКОЙЛа, утверждает: «Исходя из наших предположений эта (арктическая – *Ред.*) будет самая дорогая нефть. Для того чтобы была рентабельность, нефть должна стоить (на мировом рынке – *Ред.*) \$100+ исходя из сегодняшних технологий. Арктика, на мой взгляд, это резерв

будущих поколений. Реально к Арктике мы можем вернуться после 2035-го, а то и 2050 года, если будет потребность в то время в таких объемах углеводородов».

Вероятно, даже после либерализации налогового и инвестиционного климата для морских арктических проектов здесь вряд ли начнется резкое оживление недропользования. Ведь, помимо снижения налогов, требуется повышение уровня технологий разведки и разработки в сверхтрудных полярных условиях, а для этого необходимы время и трансфер компетенций. Предоставление преференций проектам добычи на шельфе Арктики – это долгосрочное регулятивное вложение, главная цель которого создать общий более благоприятный фон для инвестирования в очень сложный регион.

СЕВЕР: СПГ, МЕТАНОЛ, ПОЛИМЕРЫ

Хотя пакет законопроектов об арктических льготах ставит газохимические и СПГ-проекты на второе место как получателей преференций, думается, что именно этот бизнес – приоритетный адресат нормативных изменений, обещающий скорейшую отдачу капиталовложений. Министр энергетики Александр Новак уже заявил о том,

что основными претендентами на средства ФНБ могут стать проекты по нефтегазохимии: «Они очень капиталоемкие, а финансирование из Фонда – дешевое».

Пионер в этой отрасли – международный консорциум в составе российского НОВАТЭКа (50,1%), французской Total (20%), китайских CNPC (20%) и Фонда Шелкового пути (9,9%). Консорциум разрабатывает Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение с запасами более 900 млрд м³ газа и производит сжиженный природный газ и конденсат. НОВАТЭК получил 150 млрд рублей из ФНБ на свой первый завод «Ямал СПГ», который заработал в 2017 году, став первым такого рода предприятием в Арктике. Затем были запущены еще две очереди, и план по выпуску 16,5 млн тонн СПГ в год был перевыполнен еще в конце ноября 2019 года.

Предоставление налоговых преференций, безусловно, ускорит развитие «Ямал СПГ». Ранее консорциум намеревался запустить в 2019 году четвертую очередь. Не сложилось. Но в нынешнем году она наверняка будет введена в эксплуатацию, ведь бизнес станет рентабельнее. А это важно, поскольку объем инвестиций в интегрированный проект оценивается без малого в \$27 млрд.

Можно прогнозировать, что предоставление льгот ускорит еще один международный проект НОВАТЭКа – «Арктик СПГ 2». Антон Силуанов сообщил, что он будет поддержан из средств ФНБ. «Арктик СПГ 2» предусматривает строительство трех технологических линий общей мощностью 19,8 млн тонн СПГ и 4,8 млн тонн конденсата в год. Ресурсная база для переработки – Утреннее месторождение с запасами почти 2 трлн м³ газа, находящееся примерно в 70 км от проекта «Ямал СПГ».

В феврале нынешнего года пакет законопроектов о предоставлении налоговых преференций инвесторам в Арктической зоне РФ поступит в Государственную Думу России из государственного управления президента

В ООО «Арктик СПГ 2» в марте 2019 года вошла Total, купив 10% акций и опцион на приобретение еще 15% в этом проекте и аналогичных долей в других будущих таких же бизнесах. Теперь у НОВАТЭКа 60% в «Арктик СПГ 2» и, помимо французов, еще по 10% у китайских CNPC и SINOOC, а также у японского консорциума Mitsui и JOGMEC. Окончательное инвестиционное решение по проекту акционеры приняли в сентябре 2019 года, оценив капитальные вложения \$21,3 млрд. Теперь они намерены запустить завод в 2023 году.

НОВАТЭК продвигает проект строительства еще одного завода СПГ на сырьевой базе Верхнетиутийского и Западно-Сеяхинского месторождений, расположенных

вблизи от Южно-Тамбейского. В него хочет войти Индия. Нынешняя стратегия развития НОВАТЭКа предполагает ежегодный выпуск 57 млн тонн СПГ к 2030 году, но после получения льгот прогноз производства может быть пересмотрен до 70 млн тонн в год, говорит глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон. Это возможно при осуществлении проекта «Арктик СПГ 3» на базе Северо-Обского участка, освоении Южно-Лескинского, Дорофеевского, Южно-Дорофеевского, Западно-Дорофеевского, Танамского, Хамельешского, Паужского и Южно-Хамельешского лицензионных участков.

Главная новация в происходящих регулятивных событиях – это принятие российским руководством принципиального решения о предоставлении льгот бизнесу в Арктике

Еще один возможный получатель фискальных преференций – проект «Газпром нефти» по строительству комплекса для производства 3 млн тонн в год этанола, полиэтилена, полипропилена на базе Бованенковского кластера месторождений. Предполагаемый объем инвестиций в него – \$13–15 млрд.

Кроме того, ЛУКОЙЛ рассчитывает разместить газохимический комплекс по производству метанола, этана и СУГ у побережья Обской губы. В данном районе компания эксплуатирует газоконденсатные Находкинское, Пякихинское, Южно-Мессояхское и Хальмерпаутинское месторождения. Капитальные вложения в этот проект оцениваются в 610 млрд рублей. Возможно, что после предоставления льгот на законодательном уровне появятся и другие проекты глубокой переработки газа в Арктике.

Сама эта производственная тенденция показывает, что когда недропользователи получают серьезные налоговые послабления для проектов переработки, то арктические углеводороды превращаются в ресурсную базу новой промышленности на берегу открытых морей, связанных через Мировой океан с любой точкой мира. Такие изменения в корне меняют положение Арктики в глобальной торговле продуктами с высокой добавленной стоимостью. Неслучайно первая партия российского арктического СПГ была отправлена в отдаленное Западное полушарие, в США, тем самым продемонстрировав сбытовые возможности Арктики.

В АРКТИКЕ, КАК В АФРИКЕ

Российские чиновники сегодня стараются подчеркнуть ту новую роль, которую Арктика займет в глобальной нефтегазовой системе после внедрения новой налоговой системы. Павел Сорокин в интервью ТАСС на полях саммита «Россия – Африка» привел любопытное

сравнение: «Если мы посмотрим, например, проекты в Арктике и в новых провинциях в России, то, конечно же, у них доходность будет ниже, чем у тех проектов, которые сейчас привлекают инвестиции в Африке. Как, например, на том же шельфе западного побережья Африки. Поэтому для того, чтобы наши проекты были конкурентоспособными, мы совместно с Минвостокразвития и Минфином разработали систему преференций для арктических проектов в России. Если нам удастся поднять доходность российских проектов выше 16–17% и даже выше 20%, то они будут вполне конкурентными с мировыми, в том числе с привлекательными африканскими».

На брифинге, посвященном льготам для арктических проектов, Сорокин заявил: «Смотрите, налоговая система – пятая группа НДД, плюс вычет на инфраструктуру – при реализации такой схемы в диапазоне \$35–40 за баррель нефти проект будет рентабельный. Сам по себе НДД без инфраструктурного вычета не даст достаточно доходов, чтобы его реализовать».

Речь в первую очередь идет о реализации проекта «Восток Ойл» на севере Красноярского края и полуострове Таймыр. Весной 2019 года глава «Роснефти» Игорь Сечин выдвинул идею осуществления данного проекта путем объединения Ванкорского кластера, который разрабатывает компания, и Пайяхской группы месторождений, которой занимается АО «Нефтегазхолдинг» (НГХ), аффилированное с «Роснефтью». Идея заключалась в установлении единого налогового режима для этих активов, включая планируемый к строительству нефтепровод от Ванкора к Пайяхскому терминалу в бухте Север на берегу Карского моря. По мнению Юрия Трутнева, в таком случае доходность проекта в течение 10 лет вырастет с 10–12% до 20–22% при ценах на нефть на текущем уровне \$60 за баррель.

Приоритетными в регионе выглядят несколько проектов. Например, «Ямал СПГ», ценность которого состоит в том, что он превратил Россию во влиятельного участника рынка сжиженного природного газа

Сегодня правительство согласно объединить в новую нефтегазовую провинцию месторождения Пайяхской группы, таймырские участки «Роснефти» (Байкаловский, Посойский, Верхнекубинский, Западно-Иркинский), активы СП «Ермак Ойл» («Роснефть» – 51%, ВР – 49%), включая его лицензии в ЯНАО и Якутии. Однако правительство не стало присовокуплять к этому крупнейшему в Арктике ресурсно-индустриальному комплексу ванкорские активы. Таким образом, Ванкорское месторождение не сможет получить пятую категорию НДД, при вхождении в которую компания могла бы не пла-

тить с него НДД и НДПИ в течение первых 12 лет с момента достижения выработанности запасов в 1%.

Но «Ванкорнефть» сможет получать в течение 10 лет налоговый вычет в части строительства инфраструктуры: трубопровода от месторождения до бухты Север, других магистралей, двух аэродромов, морского терминала, а также ЛЭП, автодорог и прочих коммуникаций. Словом, «Роснефти» надо немного извернуться.

По подсчетам международной аудиторской компании KMPG, перспективные ресурсы объединенного актива «Восток Ойл» составляют 2,6 млрд тонн н.э., а доказанные запасы нефти превышают 870 млн тонн. Совокупный объем инвестиций в недропользование может достичь 8,5 трлн рублей. При этом запасы Пайяхи относятся к трудноизвлекаемым из-за невысокой пористости продуктивных пластов и низкой проницаемости коллекторов. Такова региональная особенность всех открытых на севере Таймыра месторождений. Поэтому для их разработки нужно строительство скважин с протяженным горизонтальным окончанием и применение многостадийного гидроразрыва пласта. А количество необходимых скважин оценивается в 6,5 тыс. единиц. Если эти планы будут реализованы, то ежегодный объем добычи нефти превысит 50 млн тонн в год, а по Северному морскому пути может ежегодно перевозиться более 100 млн тонн нефтегазоналивных грузов. Такие показатели могут сделать и СМП, и российскую Арктику субъектами в глобальной нефтегазовой торговле, сопоставимыми с Ормузским проливом и странами, входящими в первую десятку экспортеров.

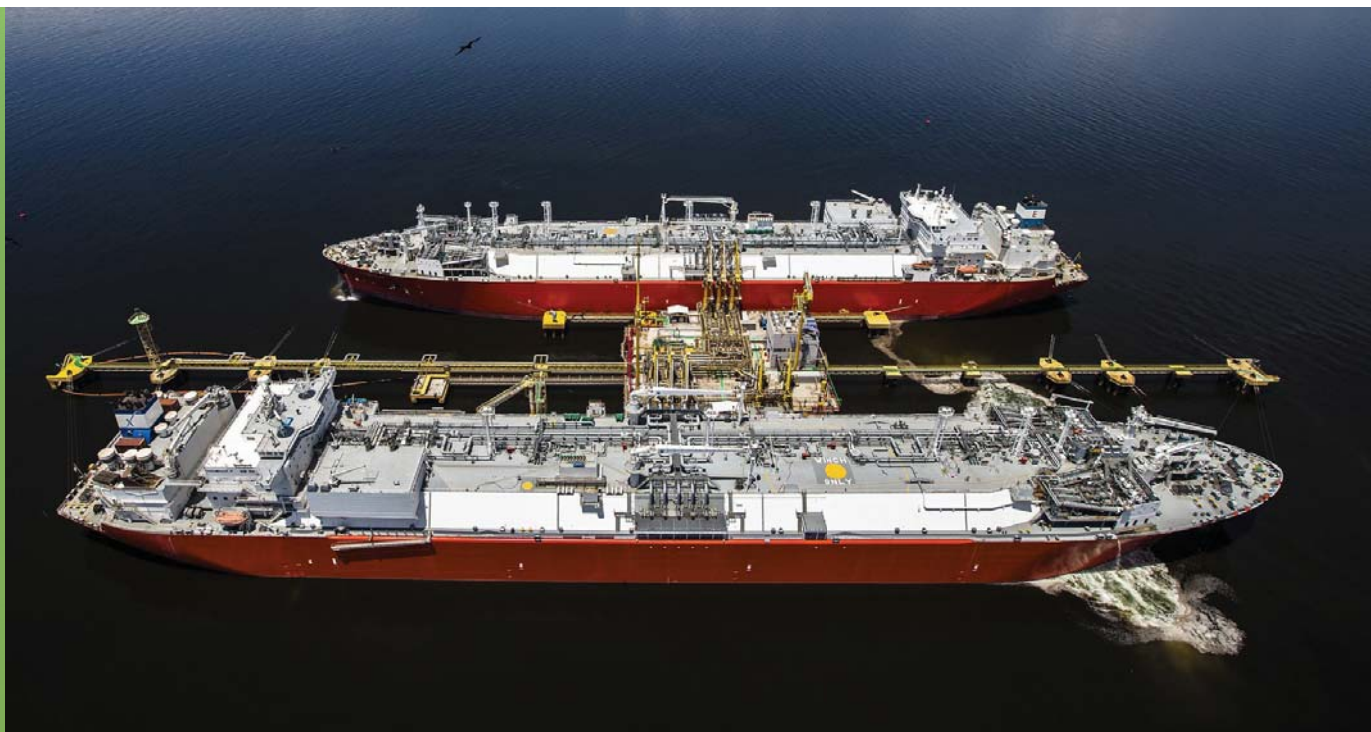
Льготы решают все

Расстановка преференций по группам получателей позволяет с определенностью прогнозировать, как в обозримом будущем пойдет освоение Арктической зоны России. Скорее всего, в этом крае наиболее активно будут осваиваться месторождения, которые служат базой для производства СПГ и продуктов газохимии. Им обещаны наиболее дешевые источники кредитования (ФНБ) и помогает успешная конкуренция СПГ с трубопроводным газом, а также более высокий спрос на продукты газохимии по сравнению с сырьем.

На шельфе Арктики главным драйвером геологоразведки станет «Газпром». Отчасти это обусловлено тем, что порядка 70% морских арктических запасов углеводородов составляет газ. С другой стороны, частные компании считают ультраполярные проекты чрезмерно рискованными. А те же китайские инвесторы не воспользовались уходом западных корпораций за все время, минувшее после 2014 года.

Что касается «Роснефти», то компания ставит перед собой грандиозную задачу освоения новой провинции на материковой части Арктики, и освоение шельфа превращается для нее во второстепенную задачу.

Таким образом, пакет законопроектов о предоставлении налоговых преференций инвесторам в Арктической зоне можно расценивать и как основу производственной программы в данном регионе. ■



ИМО 2020: НОВЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ УЖЕ РЕАЛЬНОСТЬ

ИХСАН ХАКК

Ведущий аналитик, Refinitiv, Oil Research and Forecasts

ИРИНА АВЕТИСЯН

Аналитик рынка нефти и нефтепродуктов, Refinitiv

Переход к использованию низкосернистого судового топлива с 1 января 2020 года в связи со вступлением в силу новых экологических требований Международной морской организации (далее ИМО) является настоящим вызовом для нефтяного рынка. Особенно болезненным соответствующий переход может оказаться для производителей из России, Ближнего Востока и Латинской Америки, перерабатывающих средне- и высокосернистую нефть, в отличие от производителей, использующих низкосернистые сорта. Нефтеперерабатывающие предприятия и бункерные компании вынуждены снижать уровень содержания серы в топливе, чтобы отвечать новому экологическому регламенту.

Переход на низкосернистое бункерное топливо мог бы быть еще более плачевным для рынка в случае отсутствия ограничений в рамках соглашения ОПЕК+ и если бы не сокращение предложения нефти Ираном и Венесуэлой, вынужденно снизившими добычу (они являются производителями преимущественно средне- и высокосернистой нефти). Общий объем добычи нефти странами ОПЕК уменьшился приблизительно на 2 млн барр/сут. по сравнению с уровнем октября 2017 года, а добыча среднесернистых сортов упала почти на 5 млн барр/сут. В то же время производство нефти в России увеличилось на 30 тыс. барр/сут. за аналогичный период времени (см. «Объем добычи средне- и высокосернистой нефти странами ОПЕК»).

КТО ВЫИГРАЛ?

Российский сорт Urals является ключевым индикатором цен на среднесернистую нефть в Европе. Urals транспортируется по нефтепроводу «Дружба», а также через порты балтийского и черноморского бассейнов. Наибольший объем нефти данной марки отгружается через балтийские порты Приморск и Усть-Луга, в то время как перевалка через черноморский порт Новороссийск снижается по сравнению с объемами предыдущих лет.

На рынке северо-западной Европы Urals соперничает не только с ближневосточными сортами нефти, такими как Arab Light и Basrah Light, но и с региональными марками – британской Forties и новым сортом норвежской нефти Johan Sverdrup. В условиях простой перегонки

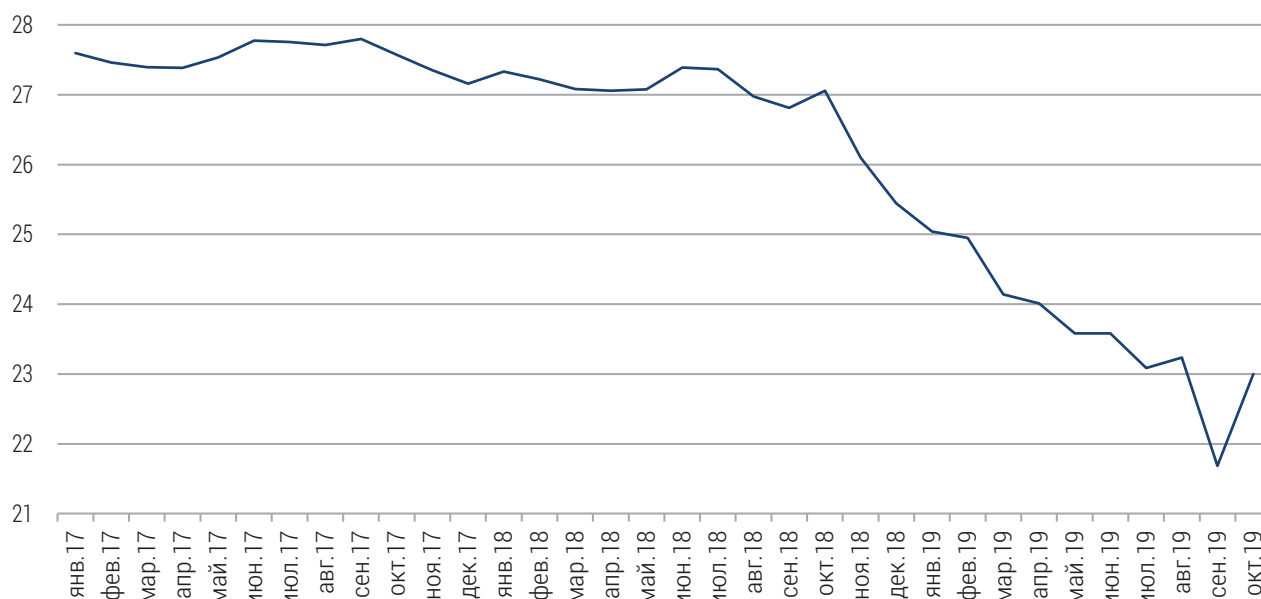
нефти Urals дает наименьший выход мазута по сравнению с региональными конкурентами (см. «Выход нефтепродуктов по сортам нефти»). Уровень содержания серы в Urals все же выше, чем в Forties и Johan Sverdrup, но ниже, чем в Arab Light и Basrah Light (см. «Уровень содержания серы по сортам нефти»).

Urals представляет собой нефть с высоким процентом выхода мазута и газойля. Благодаря лучшему качеству и характеристикам, Urals обычно реализуется с премией по отношению к своим ближневосточным конкурентам (см. «Дифференциалы нефти Urals vs Arab Light на базисе северо-западной Европы»). Но на европейском рынке российская смесь торгуется с дисконтом к Dated Brent. Многие прогнозные агентства ожидали, что в конце 2019 года Urals будет реализовываться с дисконтом \$4–5/барр к Brent из-за перенасыщения рынка мазутом. Однако, несмотря на обвал цен на мазут в конце 2019 года, цены на газойль остались относительно стабильными, а сокращение предложения средне- и высокосернистой нефти на рынке оказало поддержку Urals (см. «Стоимость нефти Urals и низкосернистого мазута (LSFO) на базисе северо-западной Европы» и «Стоимость нефти Urals и газойля на базисе северо-западной Европы»). Но тенденция к понижению цен все же нарастает.

Высокосернистый мазут является ключевым продуктом переработки нефти марки Urals, используемым для производства судового топлива или для генерации электрической и тепловой энергии. Несмотря на то, что большинство стран уже отказалось от применения высокосернистого мазута для производства электроэнергии, некоторые

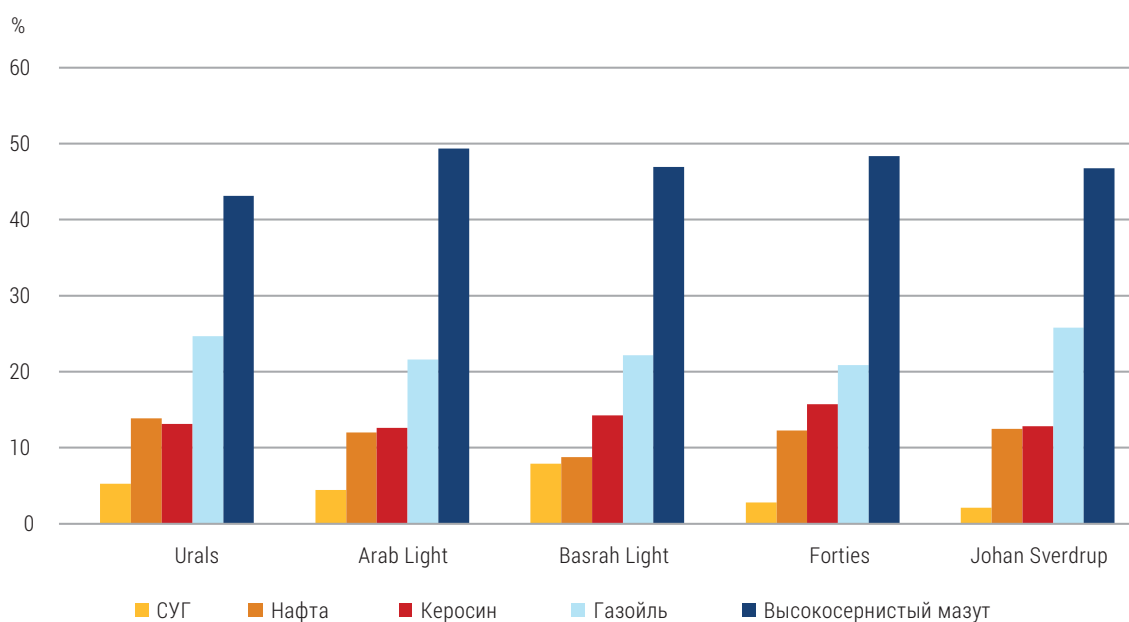
ОБЪЕМ ДОБЫЧИ СРЕДНЕ- И ВЫСОКОСЕРНИСТОЙ НЕФТИ СТРАНАМИ ОПЕК

млн барр/сут.



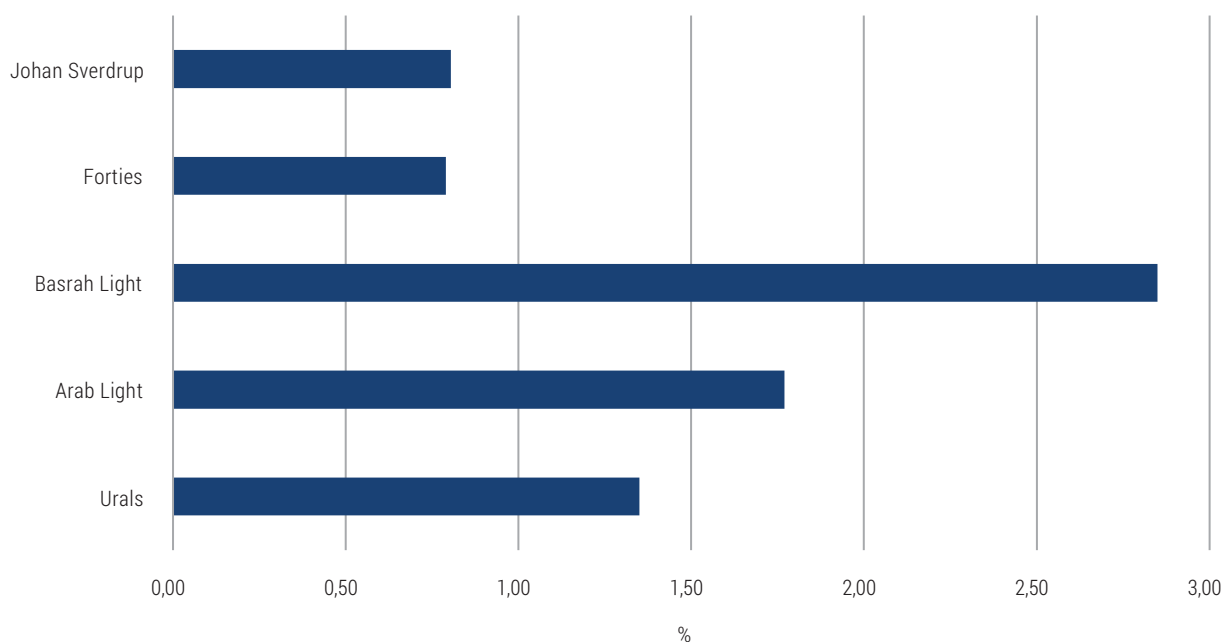
Источник: EIA

ВЫХОД НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО СОРТАМ НЕФТИ



Источник: EIA

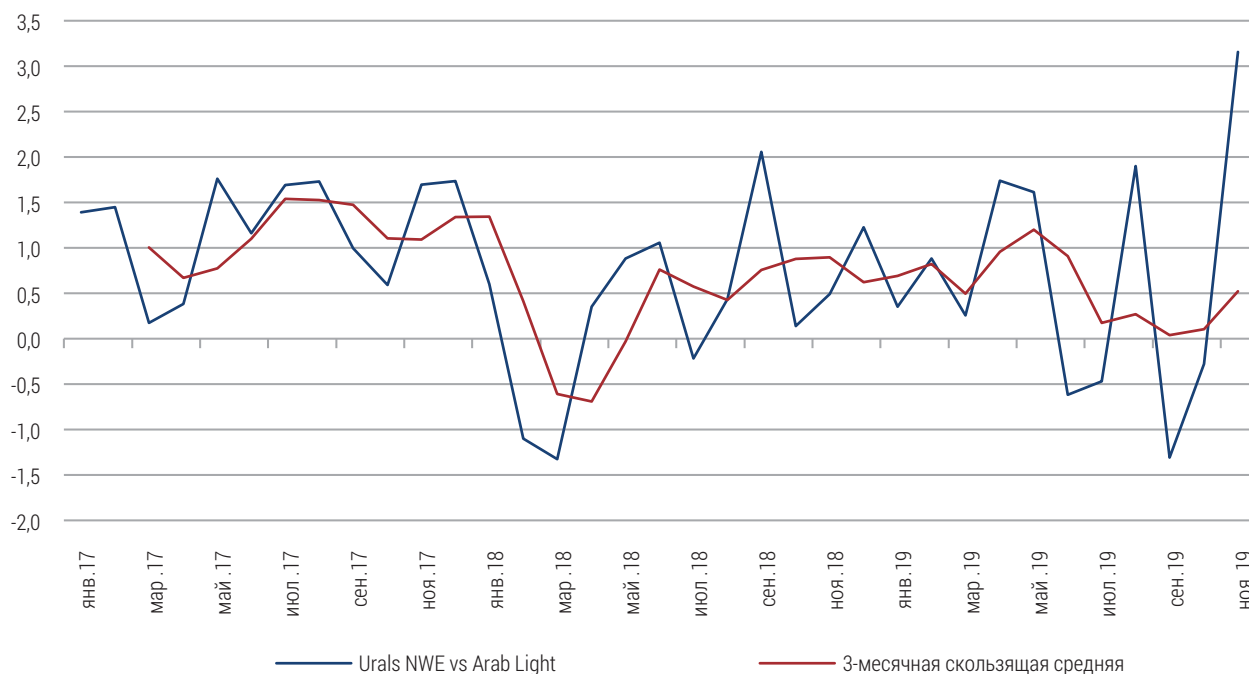
УРОВЕНЬ СОДЕРЖАНИЯ СЕРЫ ПО СОРТАМ НЕФТИ



Источник: Refinitiv

ДИФФЕРЕНЦИАЛЫ НЕФТИ URALS VS ARAB LIGHT НА БАЗИСЕ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ (NWE)

\$/барр



Источник: Refinitiv, Eikon

СТОИМОСТЬ НЕФТИ URALS И НИЗКОСЕРНИСТОГО МАЗУТА (LSFO) НА БАЗИСЕ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ (NWE)

\$/барр

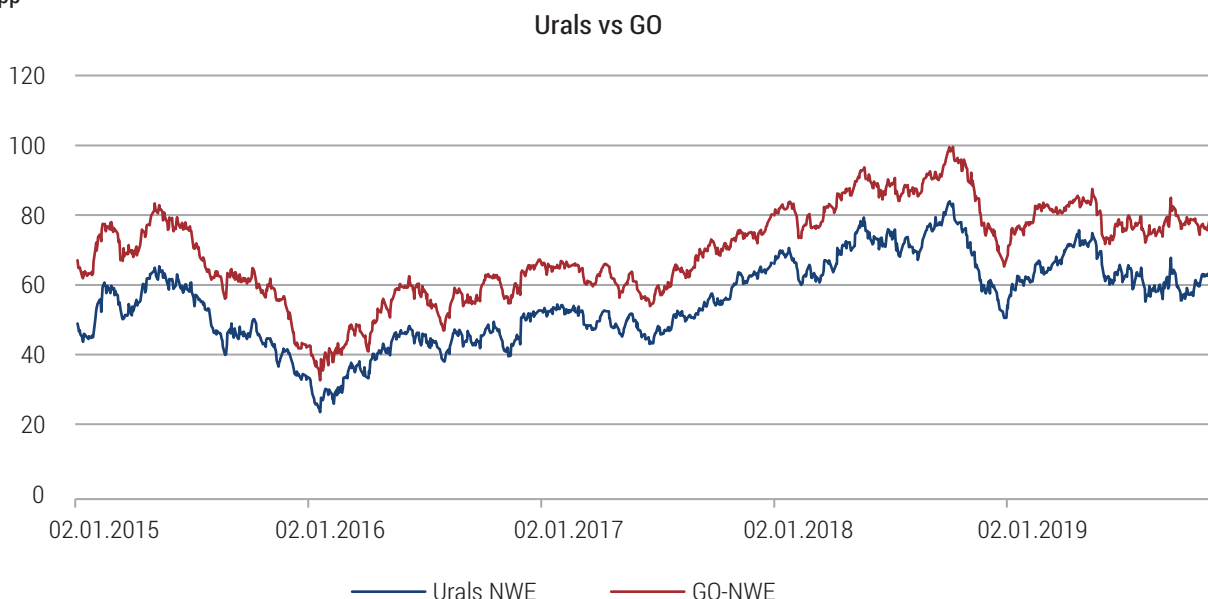
Urals vs LSFO



Источник: Eikon

СТОИМОСТЬ НЕФТИ URALS И ГАЗОЙЛЯ (GO) НА БАЗИСЕ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ (NWE)

\$/barr



Источник: Eikon

государства, особенно на Ближнем Востоке, по-прежнему используют его в дополнение к природному газу и солнечной энергетике.

КАК ИЗБАВИТЬСЯ ОТ СЕРЫ

Существует несколько способов снижения уровня содержания серы в мазуте. Производители могут перерабатывать низкосернистую нефть, например, такую как сорт Doba, добываемый в Чаде. Повышенный спрос на низкосернистые сорта привел к резкому росту цен в конце 2019 года. Так, например, австралийский сорт Pyrenees торговался с премией до \$17/barr к Dated Brent.

В случае если производителям недоступна нефть с низким уровнем содержания серы, им придется модернизировать предприятия с целью более глубокой переработки топлива и удаления серы. Сложные нефтеперерабатывающие предприятия могут перерабатывать средне- и высокосернистую нефть, такую как Urals, для увеличения выхода бензиновых и дизельных фракций.

БУДЕТ ЛИ ДЕФИЦИТ?

Спрос на судовое топливо в начале 2020 года составляет в среднем около 15,6 млн метрических тонн в месяц (см. «Спрос на судовое топливо в мире»). По оценкам, почти 2,5 млн тонн высокосернистого мазута (HSFO) будет потреблено судами, оснащенными скрубберами, число которых к концу 2020 года может превысить 4 тыс. штук. Рост ставок фрахта в октябре 2019 года, спровоцированный санкциями США против крупнейшей китайской судо-

ходной компании Cosco, привел к тому, что судовладельцы временно отложили установку скрубберов. Остальная часть спроса должна быть покрыта низкосернистым мазутом (VLSFO) или морским газойлем (MGO). В долгосрочной перспективе альтернативой традиционному топливу может стать СПГ-бункеровка.

Бункерный рынок Азии и Ближнего Востока вероятнее всего будет испытывать недостаток в размере 3 млн тонн низкосернистого топлива в месяц, при спросе на уровне около 9 млн т/мес. Объемы запасов топлива на суше и в морских хранилищах (более чем 30 судов) превышают 7 млн тонн. Этого достаточно для удовлетворения спроса в первые месяцы 2020 года. Более чем 1,5 млн тонн также содержится в хранилищах на Ближнем Востоке. Однако по мере истощения запасов низкосернистого топлива в хранилищах придется все же прибегнуть к использованию морского газойля, по крайней мере, на начальных порах.

Ожидается, что по сравнению с азиатским рынком европейский и американский рынки будут располагать достаточным объемом низкосернистого мазута. Европейский рынок с ежемесячным объемом потребления в районе 3 млн тонн будет сбалансирован или будет находиться в состоянии легкого профицита. В то время как американский рынок с аналогичным объемом потребления будет перенасыщен, что допускает некоторое перераспределение поставок в азиатском направлении.

Ожидается также, что некоторые районы Западной Африки будут испытывать дефицит, а иногда и вовсе отсутствие низкосернистого бункерного топлива, что может служить причиной замедления товарооборота стран

СПРОС НА СУДОВОЕ ТОПЛИВО В МИРЕ, млн метрических тонн в месяц

Спрос/Регион	Страна	Объем
Азия	Всего	8,0
	Сингапур/Малайзия	4,4
	Китай	1,5
	Гонконг	0,5
	Южная Корея	0,9
	Япония	0,35
	Южная Азия (Индия и Шри-Ланка)	0,35
Ближний Восток	Всего	2,9
	Северо-Западная Европа (NWE)	1,4
	Средиземноморье (MED и другие)	1,0
	Россия	0,5
США и Северная и Южная Америка		3,25
Африка		0,5
Всего		15,95

Источник: Refinitiv

данного региона. Морским судам, заправляющимся в портах таких государств, вероятно, придется bunkероваться высокосернистым топливом, что может создать проблемы по возвращении в регионы со строгой приверженностью новому регламенту IMO. Хотя на начальных этапах еще возможно избежать санкций, в связи с отсутствием на рынке достаточного объема низкосернистого судового топлива.

АЛЬТЕРНАТИВЫ ДЛЯ МАЗУТА

Вероятнее всего, избыточные объемы высокосернистого мазута найдут применение в энергетической отрасли. Ожидается, что цены на данный продукт упадут на 50%, что послужит достаточным стимулом для его использования на электростанциях таких государств, как Саудовская Аравия. На электростанциях и опреснительных установках этой страны в 2020 году может быть потреблено до 3,2 млн тонн высокосернистого мазута взамен нефти.

Падение цен также подогревает интерес к высокосернистому мазуту в качестве сырья для переработки на сложных НПЗ, особенно в США.

Цены на средне- и высокосернистую нефть в обозримом будущем будут оставаться под влиянием понижительного тренда. Некоторые простые НПЗ с более чем 40%-ным выходом мазута имеют незначительные шансы продолжить свое функционирование. С другой стороны, такой ход событий будет способствовать восстановлению маржи производства высокосернистого мазута, что приведет к укреплению дифференциалов средне- и высокосернистых сортов нефти.

Переход на низкосернистое бункерное топливо является тревожным сигналом для российских НПЗ, так как это требует дальнейшей модернизации производства с целью увеличения выхода светлых нефтепродуктов, таких как бензин и газойль. Но, с другой стороны, это позволит не только снизить экологический вред, но и увеличить маржу и доходы производителей. 



Россия и Германия: новый энергодиалог

ВЯЧЕСЛАВ ПЕРМЯКОВ

PhD (Гентский университет, Бельгия), Советник директоров компаний

Ровно 50 лет назад во времена холодной войны ФРГ и СССР подписали первый из серии контрактов на поставку природного газа, сделку «газ – трубы». Спустя полвека Германия и Россия вновь оказались в ситуации, когда две страны имеют все шансы осуществить политический и экономический прорыв по другому виду энергоресурса – водороду.

Доктор Франк-Вальтер Штайнмайер, Президент ФРГ, будучи министром иностранных дел, однажды сказал примерно следующее: исторически, когда два народа, немцы и русские, сотрудничали, вся Европа процветала, и наоборот, когда немцы и русские враждовали, доставалось и другим странам. Очевидно, партнерство двух стран имеет важный исторический потенциал развития для всех экономик Европы. Увы, тема природного газа более не интересна ни в Берлине, ни в Брюсселе, хотя периодически оказывается «проблемной» в повестке дня. Наиболее перспективной к началу 2020 года признана тема «зеленого» водорода как нового вида безуглеродного энергоресурса. Однако имеется глубокая проблема в понимании этой темы, поэтому позиции Германии и России по водороду существенно отличаются.

УСТОЙЧИВЫЙ БАЛАНС УТЕРЯН

Прошедший 27–29 ноября 2019 года в Санкт-Петербурге XII Российско-Германский сырьевой форум наглядно продемонстрировал разницу позиций давних партнеров по энергетическому бизнесу. Германия, как и Еврокомиссия в Брюсселе, видит в лице России огромный потенциал поставок декарбонизированного или «зеленого» водорода на десятилетия вперед. В то же время Россия продолжает развивать и поддерживать традиционную и понятную тему поставок низкоуглеродного природного газа (метана) в Европу.

На первый взгляд, имеется явное различие интересов сторон. Одна сторона хочет продолжать торговлю имеющимся товаром, а другая сторона хочет получить новый товар, которого пока не производит первая сторона, хотя она могла бы его и производить, и поставлять.

Важно признать, что принципиально роли сторон не меняются десятилетиями, они остаются по сути такими же поставщиком и потребителем, как и 50 лет назад, когда был создан этот энергетический бизнес. В те времена некоторые эксперты и политики с обеих сторон отмечали возникающую сильную зависимость поставщика от потребителя. За прошедшие полвека этот риск, эта зависимость не только реализовались в полной мере, но и возросли, при явном снижении обратной зависимости потребителя от монопольного поставщика. Устойчивого баланса и равной взаимозависимости сторон, о которой всегда много говорилось экспертами, больше не существует.

Потребители в ЕС снижают свою зависимость от российского трубопроводного газа путем диверсификации как источников поставок газа (через терминалы СПГ, строительство новых мощностей, которое во всей Европе идет возрастающими темпами), так и путем использования других видов энергоресурсов, в первую очередь, возобновляемой ветряной электроэнергии.

Прошедший 27–29 ноября 2019 года в Санкт-Петербурге XII Российско-Германский сырьевой форум наглядно продемонстрировал разницу позиций давних партнеров по энергетическому бизнесу

С другой стороны, поставщик (Россия) не только смог развить добычу самого ресурса, природного газа, но и построить цепочку бизнеса – от производства труб большого диаметра (ТБД), с поставки которых в обмен на газ начинался бизнес 50 лет назад, до строительства магистральных трубопроводов и другой инфраструктуры. Вероятно, в то время Советский Союз мог бы и сам построить новый металлургический комплекс для производства требуемых ТБД высокого давления, которые

на тот момент не производились в СССР. Другим вариантом могло быть инвестиционное решение немцев построить такой завод в СССР вместо импорта труб. В результате переговоров с ФРГ тогда было принято более простое решение в пользу поддержки экономики и металлургов Западной Германии – возможно, по причине экономии времени и ресурсов. То есть было решено прибегнуть к бартеру труб на газ с целью скорейшего запуска целого ряда экспортных контрактов на поставку природного газа в Европу.

Необходимо отметить, что ФРГ была не первой страной-импортером советского природного газа. Еще в 1968 году газ начал поставляться в Австрию, а также в страны Восточного блока.

Германия, как и Еврокомиссия в Брюсселе, видит в лице России огромный потенциал поставок декарбонизированного или «зеленого» водорода

Что касается труб, то, став частными компаниями, металлурги России смогли не только модернизировать и построить новое производство ТБД, оставив выручку от продажи труб в России, но и вытолкнуть с российского рынка ТБД европейских металлургов всего за несколько лет. Если бы немцы приняли решение построить новые мощности ТБД в СССР, либо позже, в современной России, они, возможно, не потеряли бы российский рынок навсегда.

РАСТЕРЯННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Таким образом, полвека назад были заложены основы зависимости поставщика от потребителя. А сегодня как металлурги, так и строители трубопроводов, на 100 % зависят от новых проектов внутри страны, иначе оборудование будет простаивать, а компетенции специалистов будут утеряны, поскольку на мировом рынке имеется избыток предложения и металлургических мощностей, и услуг. Время, когда СССР строил магистральные трубопроводы в странах Азии и Африки, вероятно, ушло. Действительно, сейчас используется оборудование для строительства трубопроводов известных мировых производителей, а стоимость услуг по строительству трубопроводов у индусов или китайцев значительно ниже.

Увы, за эти годы так и не произошло импортозамещения и локализации производства ключевого оборудования в России. Оборудование для металлургии и строительства инфраструктуры было и остается на 99 % импортным. Единичные примеры создания аналогов импортных материалов не выдерживают конкуренции по качеству. Например, термоусаживающиеся манжеты для ремонта трубопроводов производятся в России,

но предпочтение по качеству отдается импортным бельгийским и канадским материалам вместо импортозамещенных российских манжет.

В целом продукция и услуги российских компаний в данном секторе экономики оказались слабо или совсем неконкурентоспособны на мировом рынке. Такой статус-кво стал наиболее очевидным при строительстве новых мощностей по производству СПГ на Ямале частной компанией НОВАТЭК.

Российский бизнес вынужден нанимать французских инженеров, которые выбирают привычное им европейское оборудование. Удивительно, но эти же французские инженеры говорят, что если Россия смогла бы сама наладить производство необходимого оборудования и строительство подобных химических комплексов, то для французов не осталось бы работы в России, а только где-нибудь в странах Африки. Это невероятно, но офис французской компании TechnipFMC в Париже разговаривает по-русски наравне с французским и английским языками. Французы хорошо помнят производственные возможности СССР и верят как в инженерный потенциал, так в силу воли частной компании НОВАТЭК наладить разработку СПГ-технологий в России. Французы искренне боятся наступления такого времени, когда их услуги станут не востребованы в России.

Однако вряд ли французские инженеры принимают во внимание реалии современной России и инертность мышления в духе «купим там все лучшее». Этот принцип принятия решений привел к абсолютной деградации собственной инженерной и научной школы, что, по мнению некоторых экспертов Сколтеха, породило отставание в технологиях на 25 лет и более. Робкие попытки воскресить советские технологии, предпринимаемые некоторыми компаниями, также имеют мало смысла, поскольку во всем мире такие технологии обновляются каждые три-пять лет. То, что было на передовом уровне 30 лет назад, безнадежно устарело.

РИСКИ СИЛЬНОЙ ЗАВИСИМОСТИ

Сильная зависимость от импортных технологий стран и компаний, а не только потребителей, как и любая зависимость у человека, является крайне устойчивой к любым изменениям. В этом кроется ключевой риск – внешние изменения могут подорвать как здоровье человека, так и бизнес компаний. Какова на самом деле вероятность полного импортозамещения при строительстве новых мощностей и новых СПГ-заводов в России? Скорее всего, тем же французам, итальянцам или китайцам отдадут строить и все следующие СПГ-заводы в России. А могли бы действовать, как китайцы, когда любое новое строительство в стране сопровождается трансфером технологий и обязательным участием местных компаний. Возможно, тогда и тотальная зависимость от импортных технологий перейдет в технологическое партнерство.

Справедливости ради, стоит упомянуть не только о зависимости для бизнеса поставщика энергоресурсов, но и о рисках для бизнеса потребителя, который привык

получать прибыль уже проверенным способом. Газовый бизнес Европы еще 10–15 лет назад получал многомиллиардные прибыли от оптовой торговли российским природным газом, но и эта ситуация изменилась. В странах ЕС происходит не только диверсификация источников газа, поменялись и бизнес-модели рынка – осуществляется переход с долгосрочных на спотовые контракты, а также усиливается конкуренция за конечного потребителя сложным путем демополизации сектора.

Принципиально роли сторон не меняются десятилетиями, они остаются по сути такими же поставщиком и потребителем, как и 50 лет назад

В данном случае потребители энергоресурса – Германия и Европейский союз – оказались гораздо более гибкими и восприимчивыми к изменениям, чем поставщик – Россия. За 20 лет, минувших с начала века, энергокомпании Европы прошли сложный путь отказа от монополий и построения диверсифицированного энергетического бизнеса в пользу конечного потребителя, гражданина Европы, который выбирает тариф энергокомпаний, как тариф мобильного оператора.

ИНВЕСТИЦИИ ЕВРОПЫ В ЭНЕРГОПЕРЕХОД

Многие эксперты говорят, что Германия и энергетические компании ЕС ни в коем случае не отказываются от импорта природного газа. Более того, согласно анализу МЭА, его потребление может увеличиться до 2030 года ввиду целого ряда причин. Нет сюрприза и в недавнем подписании соглашения о строительстве нового трубопровода EastMed от месторождения Левиафан на шельфе Израиля и Кипра через Грецию в Италию. Другие проекты поставок трубопроводного природного газа в Европу также активно развиваются.

Но на эту «монету» можно посмотреть и с другой стороны.

Газовый бизнес перестал быть в центре внимания европейцев не по причине его экономической нецелесообразности или отказа от этого вида энергоресурса, а по причине принятых Европой стратегий по декарбонизации экономики к 2050 году. Эти стратегии доступны на сайте Европейской комиссии и имеют в своей основе как здравый смысл, так и экономическую выгоду.

Здравый смысл состоит в создании собственных мощностей возобновляемой энергетики (ветра, биомассы и других), призванных заменить импорт энергоресурсов из третьих стран. Тем самым европейцы хотят снизить свою зависимость от любых поставщиков энергоресурсов, будь то Россия или США, что, в общем, логично.

Экономическая выгода заключается в развитии новых технологий, которые потребуют крупных инвестиций в начале, но создают новые рабочие места и новую экономику со снижением выбросов CO₂.

Чуть ли не каждая страна ЕС наперебой называют себя лидерами по энергопереходу на водород и безуглеродную экономику. Так, Германия инвестирует 300 млн евро в исследовательские проекты по водороду. Европейский союз в целом планирует выделить из своего бюджета 503 млрд евро, а совместно с другими финансовыми институтами как минимум 1 трлн евро на реализацию программы по переходу к декарбонизированной экономике к 2050 году. Эта громадная сумма останется в основном внутри ЕС вместо того, чтобы уйти в третьи страны через покупку импортных товаров. Будут созданы новые рабочие места, новые специальности, новые бизнесы, с которых будут платиться налоги в ЕС.

Потребители энергоресурса, Германия и Европейский союз, оказались гораздо более гибкими и восприимчивыми к изменениям, чем поставщик – Россия

Европейский инвестиционный банк (ЕИБ) был выбран в качестве основного финансового института для проектов по энергопереходу. При этом ни один новый энергетический проект не получит одобрения ЕИБ и финансирования от Европейской комиссии без оценки уровня обеспечиваемой им декарбонизации. Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) также десятилетиями занимается проектами энергоэффективности. Другие финансовые институты Европейского союза тоже имеют большой опыт в секторе энергетики и энергоэффективности, и они смогут в кратчайшие сроки наладить финансирование и оценку рисков новых проектов по водороду.

Увы, ЕИБ и ЕБРР более не обладают мандатами на новые проекты в России. Сбербанк около 10 лет назад имел хороший опыт по оценке проектов продажи квот на выбросы парниковых газов в рамках Киотского соглашения, хотя таких проектов в РФ было реализовано очень мало и еще меньше смогли получить международное проектное финансирование.

Другое дело страны Восточной Европы. Польша сегодня имеет самый большой среди стран ЕС объем угольной генерации в энергобалансе, а также производит 14% водорода в ЕС. Она уже получает проектное финансирование банков Евросоюза на водородные проекты, осуществляемые в Варшаве и Гданьске, и, вероятно, именно Польша и другие страны Восточной Европы станут основными бенефициарами поддержки из названной выше суммы в 1 трлн евро. Совсем не случайно норвежская Equinor «еще вчера» вложила несколько миллиардов евро в новые крупные проекты по созданию ветропарков на шельфе Польши в Балтий-

ском море. Польша планирует не только перевести свою экономику на более чистый водород, но и стать его экспортером, и сделает это за счет заемных средств, полученных от ведущих европейских финансовых институтов.

Другой страной с большой долей угля в энергобалансе до недавних пор была Великобритания, которая смогла полностью отказаться от ископаемого энергоресурса путем перехода на ВИЭ.

Франция решила избавиться от угля еще несколько лет назад. Германия имеет большую долю угля в своем энергобалансе после отказа от атомной энергетики. Недавно была принята стратегия закрытия 18 ГВт угольной генерации к 2038 году. На первый взгляд кажется, что часть из этих выбывающих мощностей могут быть легко заменены газовой генерацией на метане. Однако обольщаться на этот счет не стоит никому из уже имеющихся и потенциальных поставщиков природного газа – ни России, ни Норвегии, ни США. Германия поддерживает энергопереход на безуглеродную энергетику и хочет стать лидером ЕС по водороду.

Однако немцы понимают, что один только декарбонизированный «зеленый» водород, вырабатываемый на основе ВИЭ, не сможет обеспечить потребности страны в энергии к 2050 году. Поэтому в Германии будут развиваться все виды водорода, включая «голубой» из природного газа и «коричневый» из угля, что делает энергетику ФРГ наиболее перспективной для всех видов проектов энергоперехода на водород. Об этом неоднократно было сказано ведущими политиками страны и подтверждено экспертами немецких компаний в рамках форума, прошедшего в Санкт-Петербурге.

СЦЕНАРИИ НОВОГО ЭНЕРГОДИАЛОГА

Необходимо отметить, что Россия и ЕС в 2000–2008 годах уже имели в целом успешную программу энергодиалога, от которой на сегодня осталась практически только одна рабочая группа по газу. Увы, тема природного газа давно перестала быть сферой развития сотрудничества Москвы и Брюсселя, она остается лишь зоной «решения проблем» в традиционном газовом бизнесе, включая строительство новых веток трубопроводов и вопросы их исключения из европейских газовых директив. Чтобы вдохнуть новую жизнь в Энергодialog Россия – ЕС 2.0, необходимы новые направления совместных проектов. С этой точки зрения, смесь метана и водорода вряд ли будет хоть сколько-то серьезным направлением для возобновления энергодиалога.

На полях Российско-Германского сырьевого форума 28–29 ноября 2019 года прошли дискуссии по теме водорода с участием представителей Министерства экономики и энергетики ФРГ. Некоторые сотрудники министерства имеют более чем 20-летний опыт работы с Россией в рамках проектов по энергоэффективности, поэтому эти специалисты хорошо понимают имеющиеся возможности и типичные российские риски. Тем интереснее было услышать от немецкой стороны практически единогласный призыв к России заниматься темой «зеленого» водорода.

Останется ли Россия в той же роли зависимого поставщика или возможен другой сценарий развития? Интерес к теме водорода не так давно появился со стороны ПАО «Газпром». Заместитель председателя правления компании О.Е. Аксютин сообщил в ходе форума о результатах оценки технической возможности проекта по трубопроводным поставкам смеси метана и водорода (с содержанием водорода не выше 20%) без существенной модификации компрессорной инфраструктуры трубопроводов.

Техническое сотрудничество в области декарбонизации энергетического сектора «Газпром» ведет уже несколько лет, у него есть проекты совместных исследований с целью получения знаний и опыта европейских партнеров по переводу инфраструктуры природного газа на водород.

Однако немецкая сторона не ограничивает свой интерес только этой темой. Она видит и другие темы для сотрудничества, прекрасно понимая российский потенциал. В рамках совместной рабочей группы со стороны Германии предлагаются к обсуждению «зеленый» и «голубой» водород, а также техническое сотрудничество и биогаз.

Немецкая сторона отмечает следующие возможные темы по «зеленому» водороду:

- ◆ потенциал площадей и ветра в России для выработки дешевой электроэнергии из ВИЭ;
- ◆ потенциал производства «зеленого» водорода по конкурентоспособной цене;
- ◆ экспорт «зеленого» водорода как основа диверсификации и «озеленения» российского экспорта энергии.

Что касается «голубого» водорода, то немецкие специалисты отмечают такие возможные темы, как:

- ◆ потенциал экономичного добавочного производства водорода внутри страны;
- ◆ разработка опытного оборудования и испытания процесса пиролиза природного газа;
- ◆ сочетание высокой масштабируемости и нейтральности с точки зрения выбросов CO₂;
- ◆ создание международных производственных цепочек для обеспечения надежности поставок.

Тем временем Россия, и в частности ПАО «Газпром», видят едва ли не единственную практическую возможность экспорта в виде смеси газов – 80% метана и 20% водорода. Источником обоих при этом является все тот же природный газ (метан). Даже если водород для этой смеси будет произведен по инновационной технологии безуглеродного производства водорода, как представил на Форуме доктор Олег Аксютин, углеродный след при производстве и транспортировке природного газа для производства такого безуглеродного водорода никак не позволит называть такой водород «зеленым» водородом. Германия на сегодняшний день признает, что в будущем ей придется импортировать не содержащий CO₂ водород либо его производные в значительных объемах, чтобы покрыть потребности в энергоресурсах в 2050 году.

Если позиция «Газпрома» понятна (к метану можно добавить до 20% водорода и перекачивать смесь по уже

существующим и строящимся трубопроводам в Германию), то позиция немецкой стороны не ограничивается только этим вариантом.

Сценарием энергодиалога с Германией впервые в истории энергетического бизнеса может стать уход от традиционных ролей поставщик и потребитель природного ресурса, как это было в течение 50 лет. РФ и ФРГ могли бы построить новый бизнес с новыми ролями. Вместо поставщика и потребителя страны могут стать соинвесторами и равными партнерами в новом бизнесе по производству, поставке и продаже нового вида энергоресурса – «зеленого» водорода в Германии, России и третьих странах. Как это возможно и в чем разница с бизнесом природного газа?

ПРОИЗВОДСТВО «ЗЕЛЕНОГО» ВОДОРОДА

Начнем с вопроса: почему это возможно или зачем это нужно Германии? Зеленая энергетика и ВИЭ на территории ФРГ имеют ограничения роста. Это связано как с невозможностью бесконечного увеличения количества ветряных установок на суше (не столько по экологической причине, сколько в связи с ограничениями в области использования земель и высокой степенью агломерации городов), так и с малой площадью шельфа, где можно было бы разместить ветряные парки. Немцы хорошо понимают, что силами собственной ветряной генерации они смогут производить лишь ограниченное количество «зеленого» водорода из ВИЭ.

Европейский союз в целом планирует выделить из своего бюджета 503 млрд евро, а совместно с другими финансовыми институтами как минимум 1 трлн евро на реализацию проектов по климату и водороду

Кто еще может производить и поставлять в Германию «зеленый» водород? Очевидно, Нидерланды, Бельгия, Дания, Норвегия и Польша также имеют потенциал производства водорода из ВИЭ. В рамках прошедшего форума был представлен доклад голландской компании Gasunie по модернизации трубопроводных сетей Германии с целью 100%-ного перевода на водород. После падения добычи природного газа на месторождении Гронинген часть магистральных сетей Нидерландов и Германии оказалась пустующей. Эти сети обеспечат техническую готовность ФРГ использовать 100%-ный водород, поступающий, например, из Нидерландов или из крупных портов по трубе, а не смесь метана и водорода.

Учитывая ту скорость, с которой компании во всем мире занимаются темой водорода, нет никаких сомнений в том, что наряду с терминалами регазификации

СПГ в Европе скоро могут появиться терминалы по приему сжиженного водорода. Одной из первых стран, готовых принять водород по морю, вероятно, станет именно Германия (конечно, после Японии). Соседняя Бельгия, к слову, уже обсуждает организацию импорта «зеленого» водорода из Южной Америки.

Министр окружающей среды ОАЭ на министерском круглом столе, организованном Международным агентством по возобновляемой энергии (IRENA) и прошедшем 11 января 2020 года в Абу-Даби, сообщил, что при достаточных инвестициях уже в течение пяти лет цена «зеленого» водорода может оказаться ниже стоимости других его видов. Как известно, именно высокая цена на водород является ключевым аргументом скептиков. ОАЭ, как и Саудовская Аравия, имеют крайне амбициозные планы по строительству мощностей для производства «зеленого» водорода из солнечной энергии, в том числе для потенциального экспорта нового товара в Азию и Европу. Заметим, что страны, которые обладают огромными запасами ископаемых энергоресурсов, при этом активно занимаются проектами по «зеленому» водороду. Зачем? И не отстанет ли Россия в этой новой гонке за право и возможность продавать новый энергоресурс там, где традиционно РФ имеет большую долю газового рынка?

Существуют ли барьеры для производства «зеленого» водорода в России и для экспорта нового продукта на рынки Германии и Европы? Увы, основным «барьером» сегодня является абсолютное непонимание стратегической роли «зеленого» водорода в Европе и потенциальной роли России, которая может создать новую отрасль и новый вид энергоресурса (в отличие от природного газа – практически неисчерпаемого).

**Вместо поставщика и потребителя
Россия и Германия могут стать
соинвесторами и партнерами
в новом бизнесе по производству,
поставке и продаже нового вида
энергоресурса – «зеленого» водорода**

Как создать новую отрасль «зеленого» водорода в России? Очевидно, можно пойти по пути ОАЭ и самим построить с нуля производства ВИЭ и водорода. Однако, поскольку Россия пока не обладает требуемыми для этого промышленными технологиями, не стоит ли задуматься о создании совместного бизнеса и привлечь в новую отрасль иностранные инвестиции, в первую очередь, немецкие? В отличие от природного газа, ветер не является невозобновляемым ресурсом и природным богатством страны, а потому нет необходимости стремиться к 100%-ному контролю российской стороны над соответствующими активами. Да и налога на ветер в России пока нет.

Наверное, недостаточно дать немецким компаниям разрешение на использование российских земель для размещения новых установок ВИЭ и сооружения новых заводов по производству водорода из ВИЭ. Вероятно, имеет смысл поставить более амбициозные цели. Россия могла бы использовать этот исторический шанс для того, чтобы сформировать собственную водородную отрасль, переняв лучшие технологии, организовав совместные бизнесы и создав производственные мощности для масштабирования технологий «зеленого» водорода. Его можно как применять для собственных нужд (например, для перехода на более экологически чистый транспорт в городах-миллионниках), так и отправлять на экспорт в третьи страны, а не только в Германию. Сотрудничество двух стран, России и Германии, дает все шансы на реализацию такой стратегии. Конечно, если поверить в возможность ее осуществления.

ЧТО ДЕЛАТЬ С УГЛЕКИСЛЫМ ГАЗОМ?

У скептиков возникает вполне логичный вопрос: что делать с CO₂ при производстве водорода? Придется ли создавать две новые отрасли – водородную, ориентированную на экспорт, и по использованию углекислого газа внутри страны?

Аналитики МЭА перечисляют несколько уже существующих способов утилизации углекислого газа и перспективных технологий для его использования. Из уже существующих они выделяют производство химических удобрений (мочевина), закачку углекислого газа в пласт для увеличения добычи традиционных нефти и газа или просто хранение CO₂ в подземных хранилищах навечно без какого-либо использования. Среди менее популярных коммерческих способов утилизации CO₂ можно отметить производство газированных напитков, огнетушителей, стимулирование роста растений в теплицах. Новые способы включают химическую переработку CO₂ в другие виды топлива, полимеры и химические соединения, а также новые строительные материалы.

Станет ли какой-либо из существующих способов доминирующим при увеличении производства «зеленого» водорода – неясно. Норвежская компания Equinor уже сегодня зарабатывает на закачке углекислого газа в свои пустующие ПХГ. Если в Европе возможно перевести ПХГ на хранение CO₂, то почему бы не поставить стратегической целью аналогичное перепрофилирование части неиспользуемых или неэффективных ПХГ в России?

Сможет ли рабочая российско-германская группа по теме водорода сблизить позиции стран, открыв новую страницу энергдиалога Европы и России? Или же дальнейшее непонимание, когда одна сторона не может объяснить, а другая не может понять, приведет к неиспользованию новых возможностей двумя сторонами? В этом случае «зеленый» водород в Германию будут поставлять страны Ближнего Востока, сегодняшние партнеры России по сделке ОПЕК+.

The image shows the World Economic Forum logo, which consists of the words "WORLD ECONOMIC FORUM" in a bold, sans-serif font. A thin, dark line forms a circle around the text, with a small gap at the top. The background is a bright blue sky with white clouds. On the left side of the image, there is a solid green vertical bar.

Давос: предсказания энергетического климата

ПАВЕЛ БОГОМОЛОВ

Кандидат политических наук

Парадоксальными и даже противоречащими друг другу выводами увенчался энергетический раздел Всемирного экономического форума в Давосе 2020 года. Этот представительный форум, прошедший в швейцарских Альпах уже в 50-й раз, в этом году собрал участников из 117 стран, в том числе 53 глав государств и правительств.

Конференция, зародившаяся полвека назад как «посиделки у камина» для интеллектуалов, прошла за полвека большой путь, в том числе и в плане обсуждения проблем глобальной энергетики. Когда-то в Давосе громче всего звучал призыв всеми силами нарастить и географически диверсифицировать нефте- и газодобычу, чтобы обеспечить экономический рост в расколоте холодной войной мире. Сегодня на дворе иные времена. Даже индустриальный бум в США, произошедший во многом благодаря снятию ограничений с нефтегазового комплекса страны, не убеждает широкую общественность в благоприятных перспективах углеводородного ТЭК. Наоборот, нарастает критика в адрес Дональда Трампа со стороны так называемых экологов (не путать с экологами), которые призывают к скорейшему сворачиванию добычи и переработки углеводородного сырья.

Сторонники развития традиционного ТЭК, руководствующиеся логикой, производственным опытом и экономическими расчетами, тем не менее отстают перед воинственной шведской пророчицей Судного дня Гретой Тунберг и ее влиятельными опекунами.

БЛИЗОК ЛИ СУДНЫЙ ДЕНЬ?

Оценки перспектив глобальной нефтяной отрасли, прозвучавшие в ходе Давосского форума, оказались на редкость противоречивыми. Так, по мнению главы Международного энергетического агентства (МЭА) Фатиха Бироля, в 2020 году предложение нефти будет превышать спрос на 1 млн барр/сут. Данный фактор должен способствовать сдерживанию цен на «черное золото», что, конечно, на руку странам-членам МЭА (как известно, эта организация в основном объединяет нетто-импортеров энергоресурсов). При этом превышение предложения над спросом могло бы быть еще более значительным, если бы не очередной виток напряжения в Ираке, который является одним из ведущих производителей нефти в рядах ОПЕК.

В свою очередь, генсек ОПЕК Мохаммед Баркиндо заявил в интервью для CNBC, что глобальный спрос на нефть может в 2020 году существенно увеличиться. Из этих слов следует, что предложение может даже отстать. Ибо у спроса, на взгляд Баркиндо, есть большой и еще не познанный потенциал роста.

Потенциал, конечно, есть, но в разгар давосских дебатов пришла тревожная весть о том, что спрос, наоборот, рискует обвалиться. Это связано со вспышкой вирусной пневмонии (коронавирус), которая сильно ударила по экономике Китая, привела к пересмотру прогнозов энергопотребления в этой стране и, соответственно, оказала понижающее давление на нефтяные цены. В КНР даже отменили празднование Нового года по Лунному календарю, что свидетельствует о нештучных масштабах угрозы!

Оценки перспектив глобальной нефтяной отрасли, прозвучавшие в ходе Давосского форума, оказались на редкость противоречивыми

Фактор «китайской эпидемии», негативно воздействующий на объемы спроса, несомненно, перевесил фактор «ближневосточного обострения» (нестабильность внутренней ситуации в Ливии, Иране и Ираке), который приводит к сокращению предложения. В результате котировки сорта Brent снизились примерно на 1,5%, до \$64,5/барр, и далее продолжили свое падение.

Подобные пертурбации на нефтяном рынке дали еще один козырь в руки сторонников перехода на «экологически чистые» виды энергоресурсов. И они не преминули развернуть очередную информационную атаку, в том числе в ходе престижной конференции в швейцарских Альпах. Такой информационный фон был болезненно воспринят топ-менеджерами нефтяной отрасли, принявшими участие в Давосском форуме. «Ощущение такое, будто мы находимся в самом эпицентре этих

дебатов, – сетовал вице-президент норвежской Equinor Ал Кук. – Слушая давосские выступления, приходишь к такому выводу: одни ораторы говорят, что лишь экономический рост и его энергообеспечение имеют значение. А другие требуют немедленно остановить нефть и газ! Ну а нам надо найти способ уравновесить то и другое. Но проблема в том, что ни с одной из сторон вы не можете получить одобрение постоянно» (цитата по Reuters).

Впрочем, действительно ли Земле угрожает климатический коллапс, для предотвращения которого требуется безотлагательная и стопроцентная перестройка энергетики, тотальный переход на альтернативные источники? Или, быть может, дорогостоящие эксперименты с ВИЭ служат лишь самооправданием для правящих кругов, особенно в постиндустриальной части мира?

НЕ ПОТЕПЛЕНИЕ, А СОЦИАЛЬНЫЙ ОБВАЛ

В Давосе прозвучали сомнения в подлинности побудительных мотивов экологов, призывающих глобальный ТЭК ускоренно перестроиться, дабы избежать климатической катастрофы. Среди профессионалов витала неуверенность и в том, что на альтернативную энергетику надо отстегивать миллиарды долларов не только из корпоративных, но и из государственных бюджетов, перенаправляя часть этих денег на куда более прозаические текущие нужды.

Отвергая туман спорной мотивации, многие участники ВЭФ исходили из того, что истинная причина натиска соратников Греты Тунберг – еще более авральна, чем кажется на первый взгляд. Речь, по всей видимости, идет о надвигающемся провале рекламировавшейся десятилетиями, но все более разорительной западной модели социального государства в его постиндустриальном воплощении. Той модели, которая уже не может поддерживаться в прежнем виде при нынешней демографической ситуации (старении населения), да еще при нарастающей эмиграции из наиболее бедных стран Африки и Азии и из бывших государств СЭВ, подкошенных не всегда удачными реформами. Впрочем, прямо высказываться на сей счет, возбуждая стихийно-панический бунт пенсионеров и тружеников предпенсионного возраста (как это уже случилось в Париже), ведущие эксперты опасаются. И ВЭФ-2020 это подтвердил.

Похоже на то, что вместо правды о зреющих социальных катаклизмах непритязательной публике предлагается наукообразная футуристика, в которой отрицательными героями выступают нефть и газ. Недаром опытная Кристин Лагард, глава Европейского Центробанка, призывает решать проблему изменения климата с помощью пакета дорогостоящих «зеленых инициатив». Это позволило бы убить одним выстрелом двух зайцев – и перенацелить общественное внимание с социальной на экологическую повестку, и простимулировать за счет очередных вливаний (под экологическими лозунгами) буксующую европейскую экономику. Почти так же рассуждает и г-н Курода из Банка Японии.

Однако на реализацию подобных инициатив, как отметил Марк Карни из Банка Англии, нужны не миллиарды, а триллионы долларов (которые, заметим, придется парадоксальным образом взять... из социальных программ, фондов благосостояния и прочих кладовых «будущих поколений»). То есть «социалку», вероятно, намечено лечить путем «обрезания» другой – более перспективной – части той же «социалки»! Поэтому прав Мартин Армстронг, один из освещающих ВЭФ журналистов, который подчеркнул: «Любые инвестиции в зеленые кампании ведут к крупным потерям. В том, что сказал г-н Карни, нет логики, если только это не... прикрытие кризиса самих же пенсионных фондов!» То есть астрономические суммы будут изыматься якобы на перестройку ТЭК, а реально тратиться на латание социальных дыр.

«Правительства, – пишет Армстронг, – распорядились, чтобы эти фонды скупили госдолги, а затем снизили процентные ставки до отрицательных. Власти вторят: без стабилизации климата пенсии окажутся бесполезными. Похоже, климатические изменения трактуются в оправдание провала пенсионной системы».

Да и сам Дональд Трамп видит в развернутой экологистами пропагандистской кампании лишь уловку финансовой олигархии и обслуживающей ее бюрократии. Это они успешно запугивают граждан, в том числе с давосских трибун, климатическим коллапсом. Хотят, как видно, под предлогом предотвращения экологической катастрофы увеличить свои капиталы за счет мощного потока финансов, якобы направляемого на природоохранные проекты, включая поддержку альтернативной энергетики.

БЕЗ ВИНЫ ВИНОВАТЫЕ

Притом и экологические активисты, и даже власти некоторых государств обвиняют нефтяные компании в «преступном равнодушии» к проблемам климата. Мол, нефтяники игнорируют факт глобального потепления, бьющего по Северному и Южному полушариям то жарой и пожарами, то паводками и тайфунами. В результате, мол, минувшей осенью оказалось невозможно собрать урожай на огромных площадях. А отсюда и до глобального голода недалеко...

Так, в США раннее наступление зимы и впрямь сорвало сбор урожая. Чтобы ситуация не очень пугала население, статистика жонглирует цифрами. «Чем больше поступает данных, – поясняют СМИ, – тем больше власти меняют предыдущие отчеты об урожае, дабы ущерб не выглядел слишком огромным. А вот то, на что следует обратить внимание, – это цены на кукурузу в США». Действительно, кукурузные поля в США в 2019 году оказались засыпаны снегом раньше обычного.

Кстати, Россия приняла решение жестко лимитировать экспорт зерна в первом полугодии 2020 года. Правда, не из-за неурожая, а потому, что природные катаклизмы резко повысили спрос на зерно на мировом рынке. «Приоритетом должна быть продовольственная безопасность страны... Важно, чтобы благоприятные внешние условия

не приводили к нехватке зерна на внутреннем рынке. Российский экспорт зерна в этом сезоне сократился на 18% по сравнению с прошлым годом, и экспортные цены на пшеницу из РФ находятся на высоком уровне», – говорится в сообщении Минсельхоза РФ.

А как раз накануне проведения Давосского форума огромные пожары бушевали в Южном полушарии, в Австралии. Они стали самыми разрушительными за всю историю наблюдений и послужили наглядной иллюстрацией возможных трагических последствий изменения климата.

Пертурбации на нефтяном рынке дали еще один козырь в руки сторонников перехода на «экологически чистые» виды энергоресурсов. И они не преминули развернуть очередную информационную атаку

Очень сомнительно, что во всех этих бедствиях виноваты нефтяные компании. Но намек они поняли. Поэтому в Давосе представители крупнейших нефтегазовых корпораций наперебой рассказывали о том, как много они делают для предотвращения изменений климата и защиты окружающей среды. К примеру, норвежская Equinor обещает к 2050 году снизить до нуля выбросы парниковых газов на своих морских нефтепромыслах. Она также участвует в совместном с BP проекте стоимостью \$10 млрд по созданию крупнейшего в мире парка морских ветрогенераторов.

В свою очередь, французская Total объявила об участии в строительстве крупнейшей в мире электростанции на солнечной энергии в Катаре. Она также планирует открыть 20 тыс. пунктов для зарядки электромобилей в Нидерландах. Кроме того, Total намерена высадить миллионы саженцев в Перу с целью восстановления лесного фонда этой южноамериканской страны. Таким образом, крупнейшие нефтегазовые компании, хотя и не соглашаясь с безосновательными нападками, активно участвуют в так называемой декарбонизации.

BP ИСПРАВЛЯЕТ ОШИБКИ

Показателен в природоохранном русле пример британской BP. Напомним, она стала излюбленной мишенью экологов после катастрофы в Мексиканском заливе, произошедшей в 2010 году в результате взрыва и пожара на буровой платформе Deepwater Horizon, работавшей на блоке Макондо. Тогда от своей должности был освобожден главный управляющий BP Тони Хейворд, чьи действия в ходе ликвидации последствий аварии подвергались жесткой критике. Его место занял Роберт Дадли, до этого немало поработавший в России. Именно на плечи Дадли легла непростая миссия по восстановлению экологического имиджа BP. И вот теперь

его сменил харизматичный ирландец Бернард Луни, которые задал еще более высокую экологическую планку. Как сообщает Reuters, новый глава компании пообещал снизить эмиссию парниковых газов не только на месторождениях и НПЗ, но и в ходе дальнейшей перевозки, дистрибуции, хранения и, главное, использования нефтепродуктов. А ведь на данный конечный сегмент приходится около 90 % вредных выбросов в процессе всего жизненного цикла нефтяного топлива. Решено обогнать по этим показателям таких лидеров, как британо-нидерландская Shell и испанская Repsol.

Более того, BP готова вовсе отказаться от тех активов, где будет невозможно добиться самых высоких экологических стандартов (например, в Анголе и Канаде). Компания не забывает и о возобновляемых источниках энергии, на развитие которых выделяются немалые инвестиции.

В итоге вредные выбросы и утечки CO₂ по всей цепочке бизнеса BP должны к 2025 году сократиться на 3,5 млн тонн по сравнению 2016 годом (практически до нуля). Видимо, это потребует серьезных структурных изменений в компании, о которых Бернард Луни, вероятно, объявит после своего окончательного вступления в должность в феврале нынешнего года.

НИКТО НЕ ОСТАНЕТСЯ В СТОРОНЕ

Немало шагов навстречу экологическому сообществу совершают и другие нефтегазовые компании. Но упомянутый глава МЭА Фатих Бироль все равно не доволен: инвестиции игроков нефтегазового рынка в чистые энергетические технологии пока еще составляют лишь малую толику от их корпоративных смет. «В прошлом году, – критически отзывается он, – на чистые энерготехнологии пошел в среднем только 1 % ассигнований из бюджетов компаний. Но эти инвестиции будут расти по мере того, как бизнесу придется балансировать между своими краткосрочными целями прибыльности и тем, что мы образно называем долговременной социальной лицензией. Одним звеньям ТЭК даже не придется для этого одалживать больше средств, а другим – придется; но в итоге никто не останется в стороне от этого процесса».

Дешево, на взгляд Бироля, обойдется лишь победа над выбросами метана, обуславливающего 15 % парникового эффекта. А вот «более дорогостоящая часть усилий включает в себя декарбонизацию, а также «складирование» углекислого газа, переход к шельфовой ветровой энергетике и повышенному использованию водорода». Европейцам это, в общем-то, понятно и особых возражений не вызывает. А как, интересно, обстоят дела за океаном?

НОВЫЕ «КРЕСТОНОСЦЫ»

В Соединенных Штатах, вышедших из Парижского соглашения по климату и кратно увеличивших свою добычу углеводородного сырья, иная картина, близкая

к отраслевой анархии. Сотни ржавеющих буровых, брошенных искусственно обанкроченными компаниями-однодневками, пугают случайных зрителей к югу от Луизианы. Да и на суше ведущие американские компании отстают в области экологии от своих европейских коллег.

Для многих в США провозглашенная в 2017 году новая энергетическая стратегия Трампа, увы, – синоним вседозволенности. Компания Chevron, например, совсем недавно уменьшила свои плановые показатели по снижению вредных выбросов, а у ExxonMobil таких конкретно сформулированных целей вообще не имеется. Страна, увы, на глазах становится лидером по сжиганию газа на факелах, которые повсюду полыхают над скважинами. Неужели американцы не могут обуздать это зло? Конечно, могут. Но они не спешат тратить деньги на отказ от тех производственных практик, которые вовсю используют их конкуренты, не страдающие от природоохранных комплексов, – Индия и Китай.

«Проблема состоит в том, – пояснил в Давосе глава Crescent Petroleum (ОАЭ) Маджид Джафир, – что крупнейшим потребителям угля, то есть Пекину и Дели, понадобились бы стимулы для переключения с антрацита как более дешевого энергоносителя на другое топливо». Со сказанным согласен и цитировавшийся выше г-н Бироль: решать угольный вопрос «надо так, чтобы не навредить развивающимся странам». «Усилия Запада окажутся бесполезными, если не заручиться единством с Азией и Африкой. Ведь они-то как раз и подталкивают общее нарастание как спроса на энергию, так и, увы, загрязнение окружающей среды», – констатирует глава МЭА.

Впрочем, не только инерционный «фактор Востока» может стать барьером на пути к чистой энергетике. Помешает, видимо, и сверхрадикализм (а порой и самоуверенное шапкозакидательство) ряда адептов «светлого энергетического будущего». «Если бы Британия решила завтра заменить весь свой автопарк с двигателями внутреннего сгорания на электромобили, то нам потребовалось бы для этого вдвое больше тех объемов кобальта, которые производятся ныне во всем мире, – говорит руководитель отдела исследований Земли в лондонском Музее естественной истории Ричард Харрингтон. – И можно представить себе, что случится, если умножить сказанное на масштабы всей планеты».

Но, думается, подобные разумные аргументы мало интересовали участников молодежного марша экологов и анархистов, направленного против ВЭФ-2020 и прошедшего по обледеневшим дорогам Швейцарии. И не случайно шествие юных противников углеводородной энергетики со вдохом назвали «горьким повторением детского крестового похода» раннего средневековья. Только на сей раз вместо крестов над головами демонстрантов вздымались портреты Греты Тунберг. Яростный природоохранный порыв и бурлящий заряд протеста – плохое подспорье для спокойной, поэтапной и планомерной работы, направленной на предотвращение (или хотя бы замедление) изменений климата, для согласованных усилий по обеспечению глобальной энергетической безопасности. ❧



ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ IT САММИТ

24 АПРЕЛЯ | МОСКВА

www.itsummit.org



INNOVATIONS
IMPLEMENTATION

СПГ 2020 конгресс РОССИЯ

VII Ежегодный конгресс и выставка

Организатор: VOSTOCK CAPITAL

+7 (495) 109-9-509 (Москва)

events@vostockcapital.com

Престижная и единственная площадка
для руководителей крупно-, средне- и
малотоннажных СПГ-заводов

18–19 марта, Москва

www.Inrussiacongress.com



Генеральный спонсор:



ГАЗПРОМБАНК
Банк ГПБ (АО)

Золотой спонсор:



TechnipFMC

Серебряные спонсоры:



Solar Turbines
A Caterpillar Company

Бронзовые спонсоры:



SULZER

Baker Hughes



Среди докладчиков и участников 2019 г.:



Александр Попов,

Вице-президент,
Эксон Нефтегаз
Лимитед



Стюарт Брэдфорт,

Руководитель по реализации
новых проектов,
Shell



Сандер Стедженга,

Технический Директор по
Проектам СПГ концерна
"Шелл" в России,
Shell



Алексей Гребенюк,

Генеральный директор,
Газпром СПГ
Владивосток



Владимир Смелов,

Директор департамента
нефтегазовых проектов,
Газпромбанк



Татьяна Митрова,

Директор,
Центр энергетики
Московской школы
управления СКОЛКОВО

Ключевые моменты Конгресса в 2019 г.:

- **Два стратегических дня.**
Крупные, средние и малые
СПГ-проекты
- **Дебаты лидеров индустрии:**
Россия на мировом рынке
СПГ – экспортный потенциал
- **Практические примеры**
применения технологий для
проектирования и строительства
СПГ-заводов
- **Важно! Крупнотоннажные проекты.**
Новости операторов
- **НОВОЕ!**
Рынок перевозок СПГ:
коммерческие тенденции и
нововведения
- **Дискуссия для технических директоров.**
Сокращение сроков и стоимости
строительства
- **Средне- и малотоннажные
СПГ-проекты в России.**
Кто заинтересован в реализации
частных малотоннажных СПГ проектов?
- **Ключевые драйверы использования
СПГ в качестве топлива.**
Как правительство и компании-
операторы стимулируют применение
СПГ в качестве топлива?



Развитие СМП: не так быстро, как хотелось бы

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

Освоение Арктики и развитие Северного морского пути идут активно. Однако для достижения целевого показателя объема перевозок по арктической морской трассе в 80 млн тонн к 2024 году, что предусмотрено указом президента РФ, предстоит сделать еще многое: построить необходимое количество ледоколов и иного флота, создать новые отгрузочные терминалы, железнодорожную и обеспечивающую инфраструктуру.

СЖИЖЕННЫЙ ГАЗ КАК ОСНОВА

Безусловно, главным двигателем процесса освоения российской Арктики и Северного морского пути является добыча природного газа, его сжижение и транспортировка на экспортные рынки. Именно сжиженный природный газ должен составить наибольшую долю в общем объеме грузоперевозок по Севморпути. В настоящее время проекты СПГ в Арктике реализует ПАО «НОВАТЭК». Уже работает завод «Ямал СПГ», третья (последняя) линия сжижения была запущена в конце 2018 года.

С начала 2019 года «Ямал СПГ» произвел более 16,5 млн тонн сжиженного газа. Совокупный объем отгрузки СПГ с момента запуска первой очереди в декабре 2017 года превысил 25 млн тонн, всего отгружено более 340 танкерных партий. Вывоз продукции осуществляет-

ся специально построенными 15 танкерами-газовозами ледового класса Arc7. В декабре 2019 года последний танкер серии был принят в эксплуатацию.

На другом берегу Обской губы НОВАТЭК планирует построить терминал «Утренний» для следующего проекта – «Арктик СПГ-2». Осенью 2019 года было принято окончательное инвестиционное решение по его реализации. Проект осуществляется на ресурсной базе Утреннего месторождения. Суммарная мощность завода, состоящего из трех технологических линий, составит 19,8 млн тонн СПГ в год. Запуск первой линии планируется в 2023 году, второй и третьей – в 2024-м и 2026 году, соответственно. Капитальные вложения для запуска проекта на полную мощность оцениваются в эквиваленте \$21,3 млрд.

Таким образом, вывоз СПГ с указанных двух проектов НОВАТЭКа может обеспечить грузооборот порядка

37 млн тонн в год, что составляет почти половину из целевого объема в 80 млн тонн в год (см. «Объем и прогноз роста грузоперевозок по СМП до 2035 г.»).

Тем не менее при реализации данных проектов возникают сложности и риски. Так, для создания терминала «Утренний» необходимы очень большие объемы дноуглубления, которые должны быть выполнены до 2022 года. Дело осложняется тем, что период без ледовой навигации в месте проведения работ составляет всего 60–70 календарных дней в году. В 2019 году объем дноуглубления составил по данному проекту 5,3 млн м³ на сумму в 3,5 млрд рублей. Работы осуществлялись компанией «Мордрага».

Главным двигателем процесса освоения российской Арктики и Северного морского пути является добыча природного газа, его сжижение и транспортировка на экспортные рынки

Необходима и реконструкция подходного канала в Обской губе. Крыловский государственный научный центр выполнил научное обоснование параметров модернизации морского канала с целью обеспечения надежности и безопасности судоходства при увеличении трафика движения судов. Центром также проводится моделирование морских операций по доставке и установке крупногабаритных конструкций терминала «Утренний». Эту работу планируется положить в основу проектно-сметной документации. Согласно планам Росатома, в 2020 году проект реконструкции подходного канала должен перейти в стадию практической реализации.

Кроме того, логистика перевозок требует перегрузки газа с арктических танкеров на обычные. Поэтому НОВАТЭК озвучивал планы по сооружению таких терминалов в районе Мурманска (бухта Ура) и на Камчатке (бухта Бечевинская).

При реализации указанных планов НОВАТЭК рассчитывал на бюджетную поддержку. Однако, по последней информации, средства будут выделены не в 2020 году, как ожидалось, а лишь в 2022 году. Их сумма составит 41 млрд рублей. Соответственно, реализация заявленных проектов может сдвинуться по времени.

НЕ ГАЗОМ ЕДИНЫМ

Хотя сжиженный газ и должен составить основу грузоперевозок по Севморпути, одного СПГ будет явно недостаточно для выполнения задачи по увеличению грузопотока до 80 млн тонн в год к 2024 году. Здесь главным образом возлагаются надежды на нефть, уголь и зерно. Также имеются перспективы для перевозки рыбной продукции в каботаже и экспорта лесных грузов и изделий из древесины (см. «Прогнозная структура грузоперевозок по СМП к 2024 г.»).

Что касается нефти, то речь идет об освоении Пайяхского месторождения, которое разрабатывает АО «Нефтегазхолдинг». Кроме того, «Роснефть» планирует дальнейшее развитие Ванкорского кластера.

Для отгрузки нефти с Таймырского кластера предполагается построить терминал «Порт бухта Север» в порту Диксон. Порт и Пайяхское месторождение соединят нефтепроводом протяженностью около 400 км. По информации от проектировщика, положительное заключение Главгосэкспертизы по проекту планируется получить к лету 2020 года. В июне 2019 года порту Диксон был присвоен статус международного.

Что касается угля, то здесь имеются проекты компаний «ВостокУголь» и «Северная звезда». Однако с ними также возникают сложности, в том числе с точки зрения судоходного и ледокольного обеспечения.

Кроме того, есть вероятность запуска трех арктических проектов «Газпром нефти» на Ямале, Гыдане и в устье р. Енисей.

СУДОХОДНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Одно из главных препятствий для развития Севморпути – это отсутствие необходимого количества ледоколов и других судов ледового класса.

В настоящее время строятся три атомных ледокола ЛК-60 проекта 22220 мощностью 60 МВт. Первое судно «Арктика» уже проходит испытания. Согласно планам, оно будет сдано в эксплуатацию не позже мая 2020 года. «Сибирь» и «Урал» – в 2021–2022 годах. Всего в рамках концепции развития атомного ледокольного флота госкорпорации «Росатом» предполагается строительство пяти серийных ледоколов проекта 22220 (еще два ледокола этого проекта планируется построить в 2024-м и в 2026 году, соответственно).

Вывоз СПГ с указанных двух проектов НОВАТЭКа может обеспечить грузооборот порядка 37 млн тонн в год, что составляет почти половину из целевого объема в 80 млн тонн в год

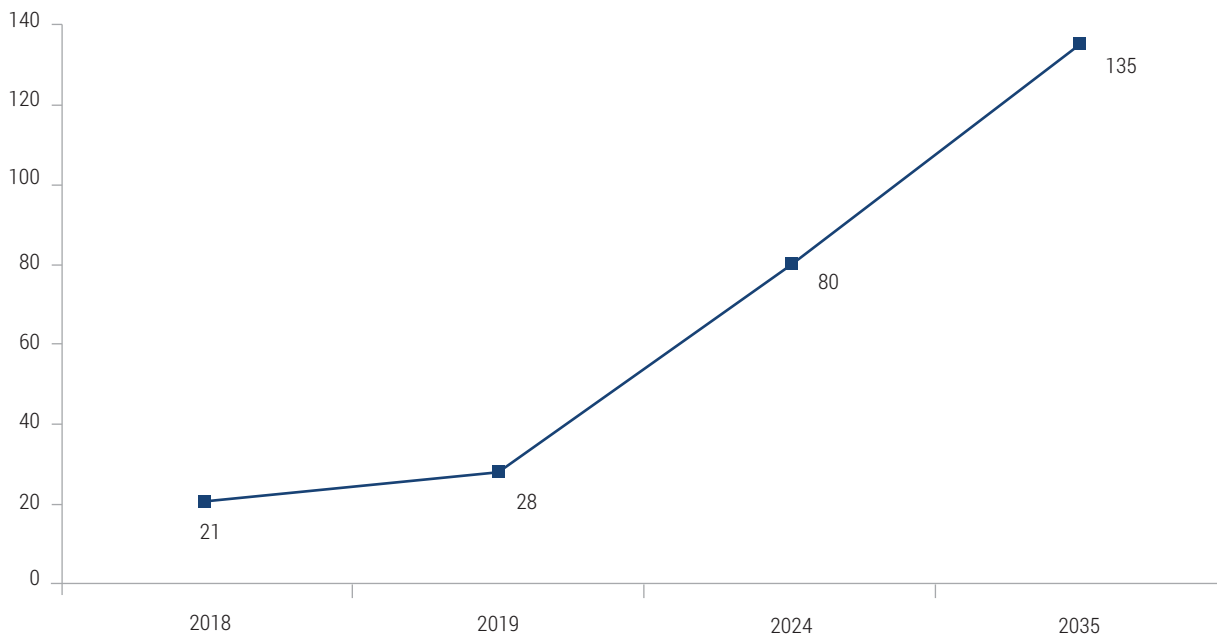
При этом и здесь имеются сложности. Так, строительство атомохода «Урал» может отстать от графика на два-три месяца из-за срыва сроков поставки турбин.

Для организации круглогодичной навигации в Арктике с обеспечением коммерческой скорости необходимы еще более мощные ледоколы типа «Лидер». Правительство России постановлением от 15 января 2020 года выделило 127,57 млрд рублей бюджетных средств на строительство ледокола-лидера. Судно должно быть сдано в эксплуатацию в 2027 году.

Кроме того, у НОВАТЭКа имеются планы по строительству четырех ледоколов на сжиженном природном газе.

ОБЪЕМ И ПРОГНОЗ РОСТА ГРУЗОПЕРЕВОЗОК ПО СМП ДО 2035 г.

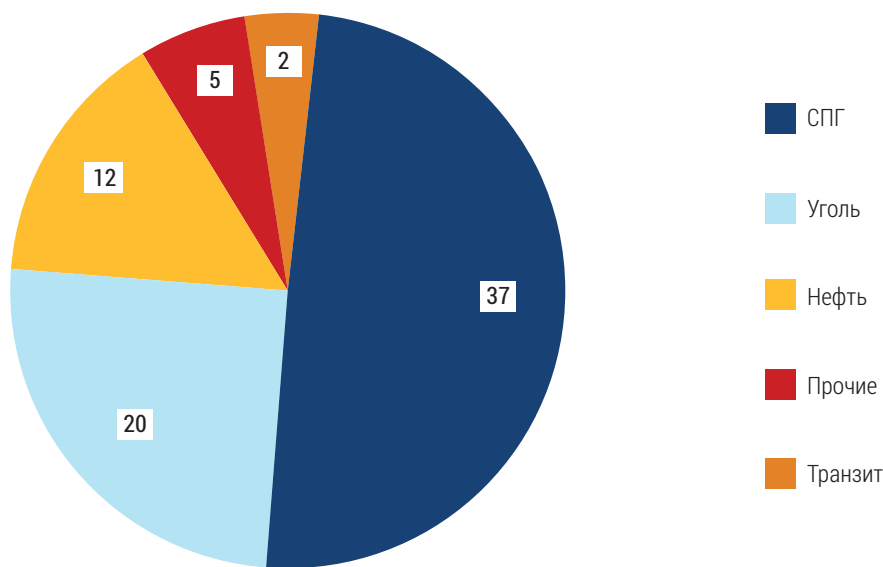
млн т/г.



Источник: «ПортНьюс»

ПРОГНОЗНАЯ СТРУКТУРА ГРУЗОПЕРЕВОЗОК ПО СМП К 2024 г.

млн т



Источник: «ПортНьюс»

Также следует отметить, что по заказу ФГУП «Росморпорт» завершено строительство дизельного ледокола «Виктор Черномырдин» мощностью 25 мВт (см. «Общее количество линейных ледоколов новых проектов...»).

Если три ледокола ЛК-60 будут сданы в срок, а НОВАТЭК сможет построить свои ледоколы, то к 2025 году в Арктике впервые в истории станет возможна круглогодичная навигация.

Хотя СПГ и должен составить основу грузоперевозок по СМП, его будет недостаточно для увеличения грузопотока до 80 млн тонн в год к 2024 году. Здесь главным образом возлагаются надежды на нефть, уголь и зерно

Что касается транспортного флота, то, помимо упомянутых выше 15 газозвозов НОВАТЭКа, для функционирования других арктических проектов также необходимо достаточно большое количество судов. Так, перспективная потребность в судах до 2024 года для обеспечения перевозок по Северному морскому пути оценивается в 74–76 единиц, не считая ледоколов. В их числе:

- ▲ 11 балкеров для ООО «УК «ВостокУголь»;
- ▲ до десяти 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, нужен новый аварийно-спасательный и гидрографический флот, предназначенный для работы в Арктике.

ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Успешное освоение Севморпути невозможно без сопутствующего развития железнодорожных подходов.

По мнению участников федерального проекта «Северный морской путь», проекты железнодорожных веток «Северный широтный ход-1» (СШХ-1) и «Северный широтный ход-2» (СШХ-2) тесно взаимосвязаны с точки зрения генерации грузов для Севморпути. Поэтому целесообразна их реализация в комплексе. По данным правительства Ямало-Ненецкого автономного округа, координирующего эти проекты, организационно-правовая и финансовая модели СШХ-2 сейчас находятся в глубокой проработке потенциальными участниками проекта.

Здесь есть две альтернативы: либо строить ветку к порту Сабетта (Бованенково – Сабетта), либо ветку на Харасавэй. Инвестором должен выступить «Газпром». По мнению руководства Росатома, сооружение ветки на Сабетту будет целесообразнее в долгосрочной перспективе, поскольку позволит обеспечить вывоз сухогрузов через данный порт, тем самым увеличив грузопоток по Севморпути.

ВОПРОСЫ ТРАНЗИТА

Несмотря на разговоры о том, что Северный морской путь сможет составить реальную конкуренцию Суэцкому каналу, вести речь о полноценном транзите грузов через арктическую трассу пока преждевременно. Так, по оценкам Росатома, основанным на запросах от компаний, в том числе иностранных, объем транзитных перевозок к 2035 году не превысит 3 млн тонн в год. Для сравнения: в 2019 году транзит составил чуть менее 700 тыс. тонн.

Низкие прогнозы по транзиту обусловлены рядом причин. Во-первых, тяжелыми условиями навигации и удаленностью от цивилизации. Во-вторых, геополитическим давлением на судоходные компании со стороны западных держав, не заинтересованных в усилении российского присутствия в Арктике. Например, некоторые международные компании уже объявили о своем принципиальном нежелании пользоваться Северным морским путем под прикрытием темы защиты окружающей среды.

ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ

Развитие Северного морского пути зависит не только от количества ледоколов, судов, грузовой базы, но и от нормативно-правового и законодательного регулирования, в том числе международного.

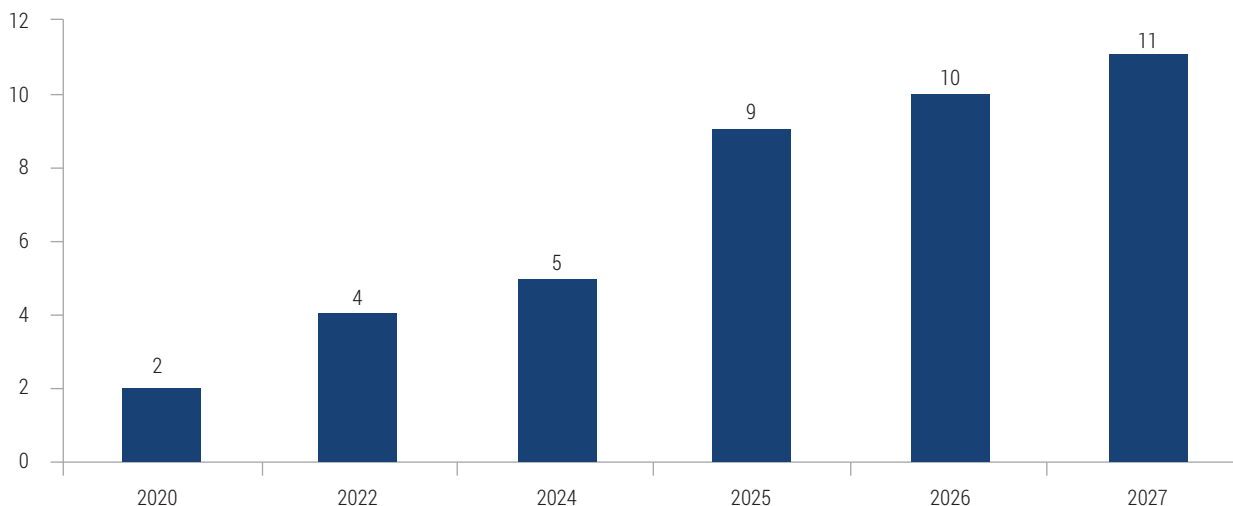
Одно из главных препятствий для развития Севморпути – это отсутствие необходимого количества ледоколов и других судов ледового класса

Так, инвесторы арктических проектов ждут стимулов от государства. Правительством России был одобрен законопроект о предоставлении преференций в Арктике, в I квартале 2020 года его планируется внести на рассмотрение Государственной Думой. Принятие закона, безусловно, увеличит интерес бизнеса к арктическим проектам.

Рассматривается также возможность нормативно-правового закрепления понятия «Северный морской транспортный коридор». Дело в том, что СМП начинается от Карских ворот и заканчивается Беринговым

ОБЩЕЕ КОЛИЧЕСТВО ЛИНЕЙНЫХ ЛЕДОКОЛОВ НОВЫХ ПРОЕКТОВ (ЛК-60, «ВИКТОР ЧЕРНОМЫРДИН», ЛЕДОКОЛЫ НА СПГ И ЛЕДОКОЛ «ЛИДЕР») ДЛЯ АРКТИКИ

ед.



Источник: «ПортНьюс»

проливом (это обусловлено особенностями международных морских конвенций о замерзающих морях). Однако реальные перевозки в основном осуществляются от Сабетты в порт Мурманск или в Петропавловск-Камчатский (либо от Мурманска до Камчатки и обратно). Таким образом, введение дополнительного понятия Северного морского транспортного коридора, более широкого, чем собственно Северный морской путь, позволит лучше регулировать и развивать грузоперевозки в Арктике.

Проекты железнодорожных веток «Северный широтный ход-1» и «Северный широтный ход-2» тесно взаимосвязаны с точки зрения генерации грузов для Севморпути. Поэтому целесообразна их реализация в комплексе

Международное законодательство также способно оказать серьезное влияние на привлекательность российской Арктики для судоходства и реализации проектов. Дело в том, что ряд западных государств лоббирует в Международной морской организации (ИМО) введение запрета на использование тяжелого топлива (мазута) в Арктике. В случае если этот запрет будет введен, под ударом окажутся осуществление северного завоза, а также транзитные перевозки.

Вопрос о недопустимости этого запрета был поднят российской стороной в соответствии с процедурой ИМО, для чего был подготовлен обширный научный труд по оценке последствий запрета для государств, которых он коснется.

По данным Росморречфлота, уже сейчас более половины грузов в российской Арктике перевозятся судами, работающими на экологичных видах топлива, таких как сжиженный природный газ, дизельное топливо и ядерная энергия. А суда, которые строятся с расчетом на использование тяжелого топлива, соответствуют требованиям Полярного кодекса.

ЛЕД ТРОНУЛСЯ?

Несмотря на имеющиеся сложности, развитие российской Арктики идет активно. Так, реализован масштабный проект «Ямал СПГ», ведется подготовка к проекту «Арктик СПГ-2». Законодательные меры поддержки инвесторов могут простимулировать их к реализации новых проектов, а к 2025 году вполне реально организация круглогодичной навигации по Севморпути.

Тем не менее нельзя сбрасывать со счетов и имеющиеся риски. Прежде всего, речь идет о рисках срыва графика строительства ледоколов, транспортных и обеспечивающих судов ледового класса. Также под вопросом реализация некоторых проектов по освоению арктических месторождений нефти и угля. Бурного роста транзитных перевозок по Севморпути также не предвидится.

Как бы то ни было, освоение российской Арктики, скорее всего, будет продолжаться, пусть даже и не так быстро, как изначально планировалось. 



Новые возможности арктической логистики

Морские перевозки нефти в 2019 году

МИХАИЛ ГРИГОРЬЕВ
Директор ООО «ГЕКОН»

В настоящее время в акватории Северного морского транспортного коридора, включающего в себя порты и судоходные пути арктических морей (от Баренцева до Берингова) и впадающих в них рек, вывоз нефти производится с терминалов в Печорском море (Поморский сектор) и в Обской губе Карского моря (сектор Севморпути) (см. «Арктическая магистраль», НГВ №/2018). Вывоз осуществляется в западном направлении в рамках как круглогодичной, так и сезонной навигации.

ОБЪЕМЫ ПЕРЕВАЛКИ

В 2019 году отгрузка нефти с арктических терминалов достигла 18,07 млн тонн. Работающие в круглогодичном режиме терминалы обеспечили отгрузку 17,95 млн тонн, сезонный вывоз нефти составил 0,13 млн тонн. Таким образом, на долю круглогодичных терминалов пришлось 99,3% отгрузки нефти (см. «Динамика круглогодичной отгрузки арктической нефти»).

С морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная» было отгружено 7,17 млн тонн, со стационарного морского ледостойкого отгрузочного причала (СМЛОП) «Варандей» (морской порт Варандей) – 3,13 млн тонн, со стационарного морского ледостой-

кого отгрузочного терминала (СМЛОТ) «Ворота Арктики» (участок № 3 морского порта Сабетта) – 7,64 млн тонн.

Сезонный вывоз нефти осуществлялся с рейдового терминала, расположенного северо-восточнее острова Колгуев (входит в состав морского порта Мурманск) и с причала нефтеналивного пункта Нумги на реке Обь в границах внутренних водных путей. Сырье, вывозимое речными судами типа «Ленанефть», переваливалось на морские танкеры в районах рейдовой перевалки нефти в месте слияния Обской и Тазовской губ на акватории центральной части Обской губы, в районе мысов Трехбугорный, Каменный и Круглый. С острова Колгуев было отгружено 0,04 млн тонн, из портопункта Нумги – 0,09 млн тонн.

Круглогодичный вывоз нефти обеспечивали две логистические схемы (см. «Рынки и логистические схемы арктической нефти», НГВ № 5/2017). Вывоз сырья дочерних обществ ПАО «Газпром нефть» – ООО «Газпром нефть шельф» с Приразломной и ООО «Газпромнефть-Ямал» с терминала «Ворота Арктики» (Новопортовское месторождение) – осуществлялся челночными танкерами ледовых классов на рейдовый перевалочный комплекс (РПК) «Норд». Вывоз нефти с терминала Варандей производился также по челночной схеме на РПК «ЛК «Волга». Оба РПК расположены в акватории морского порта Мурманск в Кольском заливе. С РПК нефть отгружалась в конвенциональные танкеры типоразмеров Aframax и Suezmax для поставки на мировой рынок.

СМЛОТ «ВОРОТА АРКТИКИ»

В 2019 году терминал «Ворота Арктики» в Обской губе, отгружающий нефть Новопортовского месторождения ООО «Газпромнефть-Ямал», вышел на первое место по отгрузке сырья в Арктике.

Объемы фактической добычи в прошлом году превышали уровни утвержденного в 2017 году Центральной комиссией по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

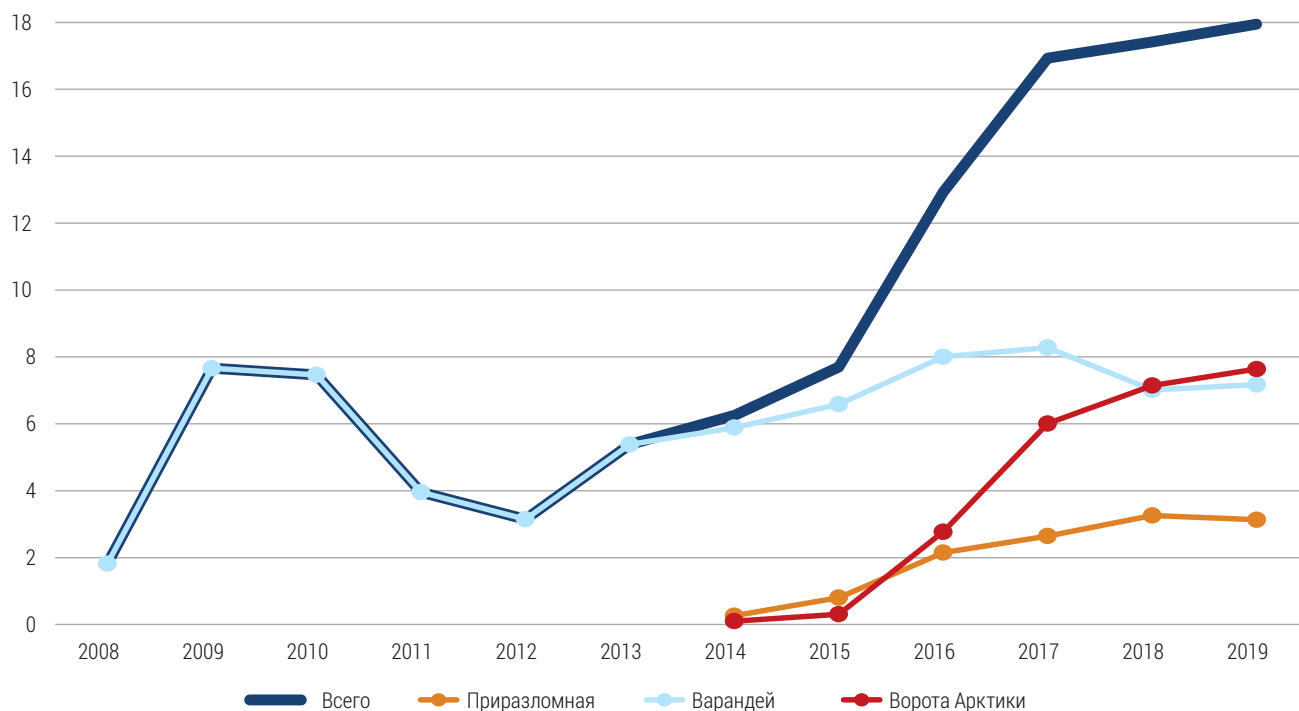
(ЦКР Роснедр по УВС) дополнения к технологической схеме разработки Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (см. «Динамика добычи и отгрузки нефти Новопортовского месторождения»). Проектный уровень добычи нефти и конденсата в 2019 году равнялся 7 млн тонн. Но, по данным ЦДУ ТЭК, добыча достигла 7,9 млн тонн. Таким образом, превышение производства составило около 13%. В соответствии с Приказом Минприроды России от 14.06.2016 N356 (ред. от 20.09.2019) «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья» при проектном уровне годовой добычи от 5 до 10 млн тонн допускается отклонение фактических показателей производства от проектных на 15%.

Следует отметить, что с терминала «Ворота Арктики» под маркой Novy Port отгружается смесь нефти и газового конденсата. К этому заключению просто прийти, сопоставляя данные государственного баланса запасов углеводородного сырья по добыче на месторождении нефти и конденсата и объемы вывозимой продукции (см. «Новопортовское месторождение: добыча и вывоз нефти и конденсата»).

В 2019 году завершилось формирование флота проекта. 29 октября в первый рейс с грузом вышло последнее, седьмое, построенное на верфи Samsung Heavy Industries

ДИНАМИКА КРУГЛОГОДИЧНОЙ ОТГРУЗКИ АРКТИЧЕСКОЙ НЕФТИ

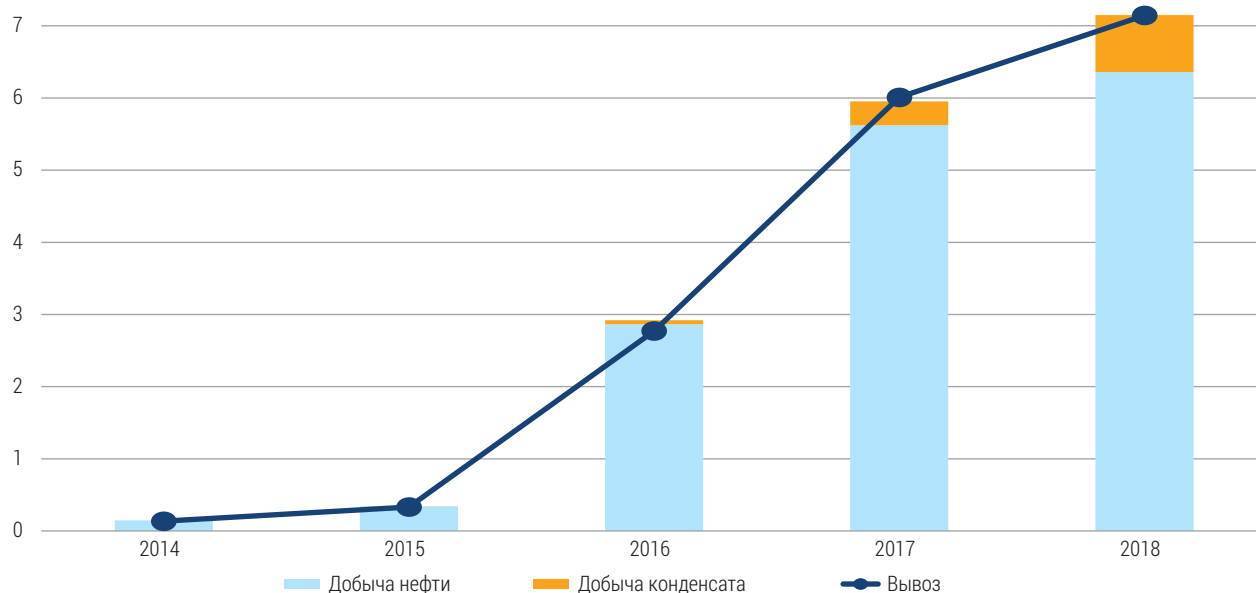
млн т



Источник: ООО «ГЕКОН»

НОВОПОРТОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: ДОБЫЧА И ВЫВОЗ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА

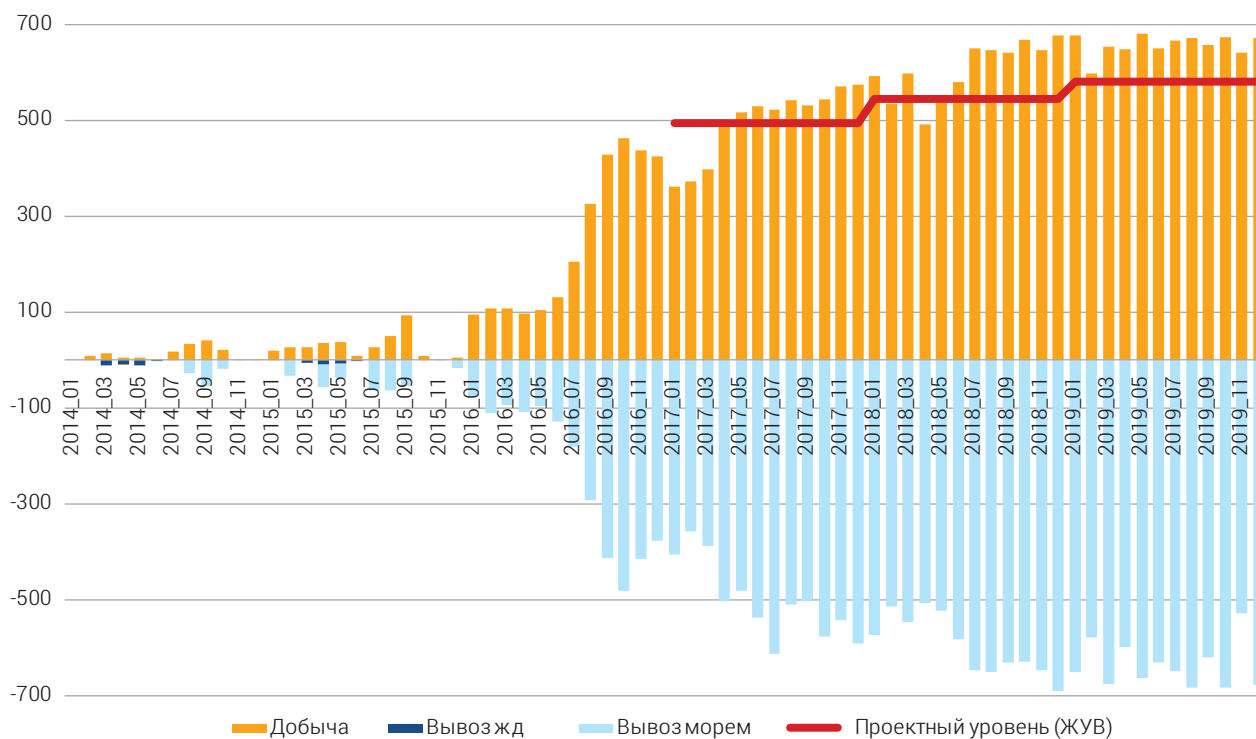
МЛН Т



Источник: ООО «ГЕКОН»

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ И ОТГРУЗКИ НЕФТИ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ТЫС. Т



Источник: ООО «ГЕКОН»

судно типа «Штурман Альбанов» – «Михаил Лазарев» ПАО «Совкомфлот».

Первоначально «Совкомфлот» намеревался назвать «Михаилом Лазаревым» судно, завершающее серию из четырех многофункциональных ледокольных судов ледового класса Icebreaker6 (до этого были построены «Геннадий Невельской», «Степан Макаров» и «Федор Ушаков»). В начале января 2018 года на верфи Arctech Helsinki Shipyard OY автор этих строк наблюдал, как на борту появляется новое имя – «Евгений Примаков». Примечательно, что перед этим, 31 октября 2017 года, в Мурманске прошла торжественная церемония именная церемония нового НИС «Росгео-логии» – купленного Western Neptune 1999 года постройки – в «Академик Примаков».

Флот проекта в 2019 году пополнился еще одним судном. По данным сайта fleetphoto.ru, в декабре 2018 года ООО «Газпромнефть Шиппинг» приобрело у Palmali Shipping & Agency судно Bozdag, ранее (в 2015–2017 годах) осуществлявшее вывоз нефти Новопортовского месторождения. Первоначально данное судно носило название «Усинск» и принадлежало «ЛУКОЙЛ-Арктик-Танкер». Это последний из пяти танкеров проектов 20070 и 20071, построенный в 2002 году на ГП «Адмиралтейские верфи».

Судно вышло в первый грузовой рейс под новым названием 22 января 2019 года, перевозки нефти оно осуществляло в январе-июне 2019 года. По своим характеристикам судно идентично работающим в рамках проекта на условиях фрахта танкерам ООО «Розуэлл Арктик» (дочерней компании Roswell Tankers Corp.) «Айс Игл» (первоначальное название «Астрахань») и «Айс Кондор» («Магас»). Все эти суда типоразмера Handysize имеют близкий дедвейт – 19,8 тыс. тонн.

В прошлом году вывоз продукции осуществляли все десять судов. Шесть «Штурманов» работали круглогодично, однотипный «Михаил Лазарев» – с октября, «Лагорта» – в первом полугодии, фрахтуемые «Айс Игл» и «Айс Кондор» – круглогодично, за исключением периода с конца июля по начало сентября, когда они вывозили (также из Обской губы) нефть Сандибинского месторождения ООО «РИТЭК», которая переваливалась с речных танкеров.

Из общего объема вывоза (7,6 млн тонн) суда проекта обеспечили транспортировку 91 % груза (в том числе суда типа «Штурман Альбанов» вывезли 89%), два фрахтуемых судна – 9%.

Размеры грузовых партий танкеров типа «Штурман Альбанов» в 2019 году были подвержены значительным колебаниям, в отличие от 2018 года, когда начиная с марта размер грузовых партий был стабилен в течение всей оставшейся части года. В прошлом году он снижался в начале февраля, с конца мая по начало июня; а с начала октября изменение размеров грузовых партий приобрело незакономерный характер. В среднем данный показатель в 2019 году составил 37,2 тыс. тонн (см. «Динамика размера грузовых партий проектов с круглогодичным вывозом нефти в 2019 г.»).

Суда типоразмера Handysize имеют переменный ледовый класс Arc4/Arc5, зависящий от осадки. Соответствен-

но, в зимне-весеннюю ледовую навигацию они перевозят грузовые партии меньшего размера, чем в летне-осеннюю. Диапазон размера партий круглогодично работавших судов «Айс Игл» и «Айс Кондор» составил 16–18,2 тыс. тонн, средний за год – 17,4 тыс. тонн. Размеры партий работавшей в январе-июне «Лагорты» были достаточно стабильны, средняя партия равнялась 17,1 тыс. тонн, что меньше, чем у однотипных судов.

Семь танкеров типа «Штурман Альбанов» ПАО «Совкомфлот» и ООО «Газпромнефть Шиппинг» могут обеспечить круглогодичный вывоз 7,8 млн тонн сырья. К этому выводу можно прийти, исходя из среднего размера грузовой партии и средней длительности кругового рейса в 2019 году – 12,2 суток.

Отгрузка нефти с арктических терминалов в 2019 году достигла 18,07 млн тонн. Работающие в круглогодичном режиме терминалы обеспечили отгрузку 17,95 млн тонн, сезонный вывоз нефти составил 0,13 млн тонн

Данное обстоятельство позволяет предположить, что ООО «Газпромнефть-Ямал» может, после завершения формирования флота проекта (с вводом в строй танкера «Михаил Лазарев»), отказаться от фрахта судов низких арктических ледовых классов. Это снизит расходы на ледокольное обеспечение перевозок.

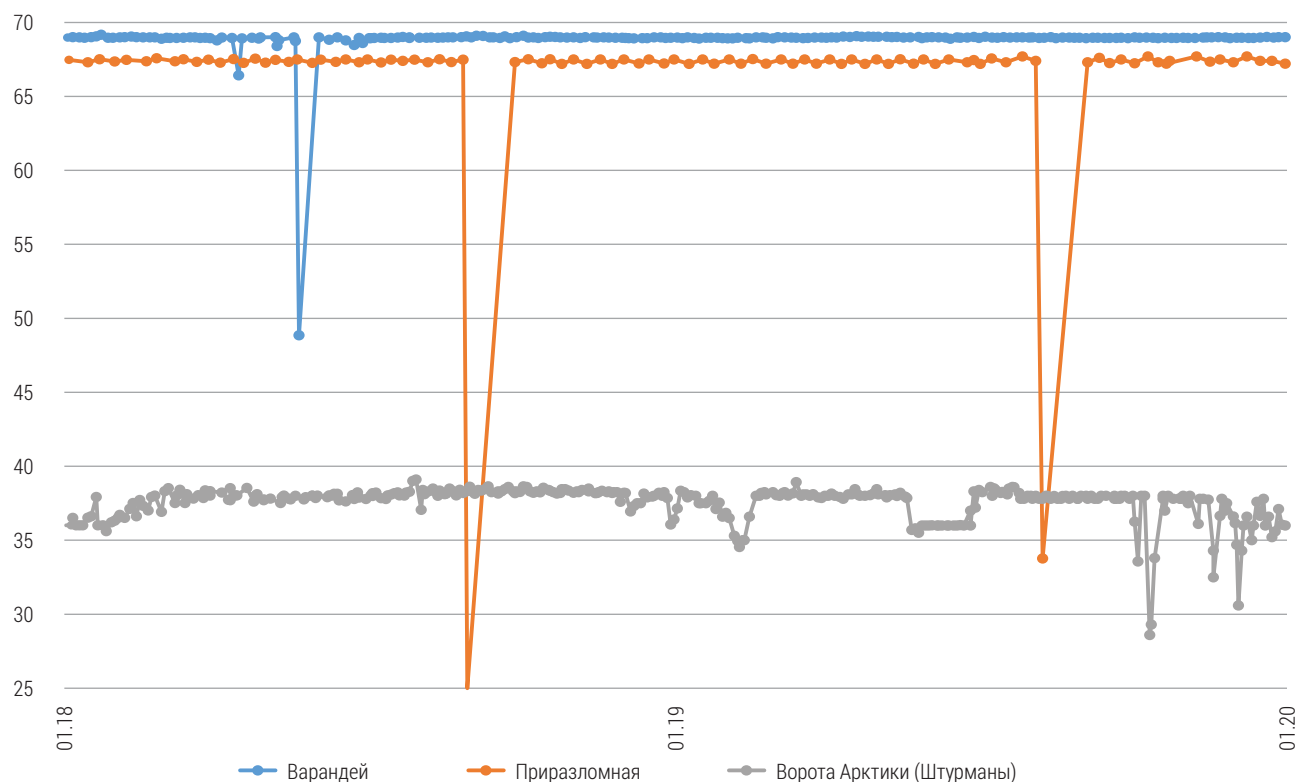
Следует отметить, что танкеры со сравнительно небольшой осадкой, спроектированные компанией Aker Arctic Technology специально для мелководной Обской губы (проект 42K Arctic Shuttle Tanker), имеют возможность свободно маневрировать даже с учетом мелководья и отмелей. Они характеризуются наиболее оптимальным отношением веса перевозимого груза к дедвейту – 87–90 % (в расчет приняты грузовые партии за все время вывоза сырья). Для сравнения: близкие по дедвейту танкеры того же типоразмера MR ПАО «Совкомфлот» (47 тыс. тонн при 41 тыс. тонн у типа «Штурман Альбанов»), работавшие ранее на проекте (SCF Amur, SCF Neva, SCF Pechora и SCF Enisei), за счет большей осадки имеют упомянутое соотношение на уровне 57–58%.

МЛСП «ПРИАЗЛОМНАЯ»

Вывоз нефти осуществляют два танкера ПАО «Совкомфлот» – «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров» – ледового класса Arc6 дедвейтом 70 тыс. тонн (см. «Тридцать лет спустя», НГВ № 14/2019). В 2019 году средний размер грузовой партии составил 67,4 тыс. тонн. У танкера «Кирилл Лавров» размер средней партии был традиционно больше (67,5 тыс. тонн), чем у танкера

ДИНАМИКА РАЗМЕРА ГРУЗОВЫХ ПАРТИЙ ПРОЕКТОВ С КРУГЛОГОДИЧНЫМ ВЫВОЗОМ НЕФТИ В 2019 г.

ТЫС. Т



Источник: ООО «ГЕКОН»

«Михаил Ульянов» (67,2 тыс. тонн), что связано с меньшим дедевейтом последнего.

В прошлом году объемы фактической добычи были ниже уровней, указанных в дополнении к технологической схеме разработки Приразломного нефтяного месторождения, согласованном в 2017 году ЦКР Роснедр по УВС и действующем в настоящее время (см. «Динамика добычи и отгрузки нефти Приразломного месторождения»).

Как и в 2018 году, в течение одного месяца (в данном случае в августе) отгрузка с платформы была сокращена, завершающая партия в 33,8 тыс. тонн была отгружена 8 августа, вывоз возобновился только 4 сентября.

Средняя длительность кругового рейса в 2019 году составила около 15 суток. При этом их продолжительность колебалась в значительных пределах — от четырех до 62 суток (почти два месяца «Михаил Ульянов» не работал по проекту — после отхода с грузом нефти 17 июля он вышел в следующий грузовой рейс только 17 сентября).

СМЛОП «ВАРАНДЕЙ»

Вывоз нефти осуществляли три танкера ПАО «Совкомфлот»: «Василий Динков», «Капитан Готский» и «Тимофей

Гуженко» ледового класса Arc6 дедевейтом 73 тыс. тонн. В 2019 году средний размер грузовой партии составил 69 тыс. тонн. Длительность круговых рейсов танкеров колебалась от восьми до 13 дней, при средней продолжительности 11 суток.

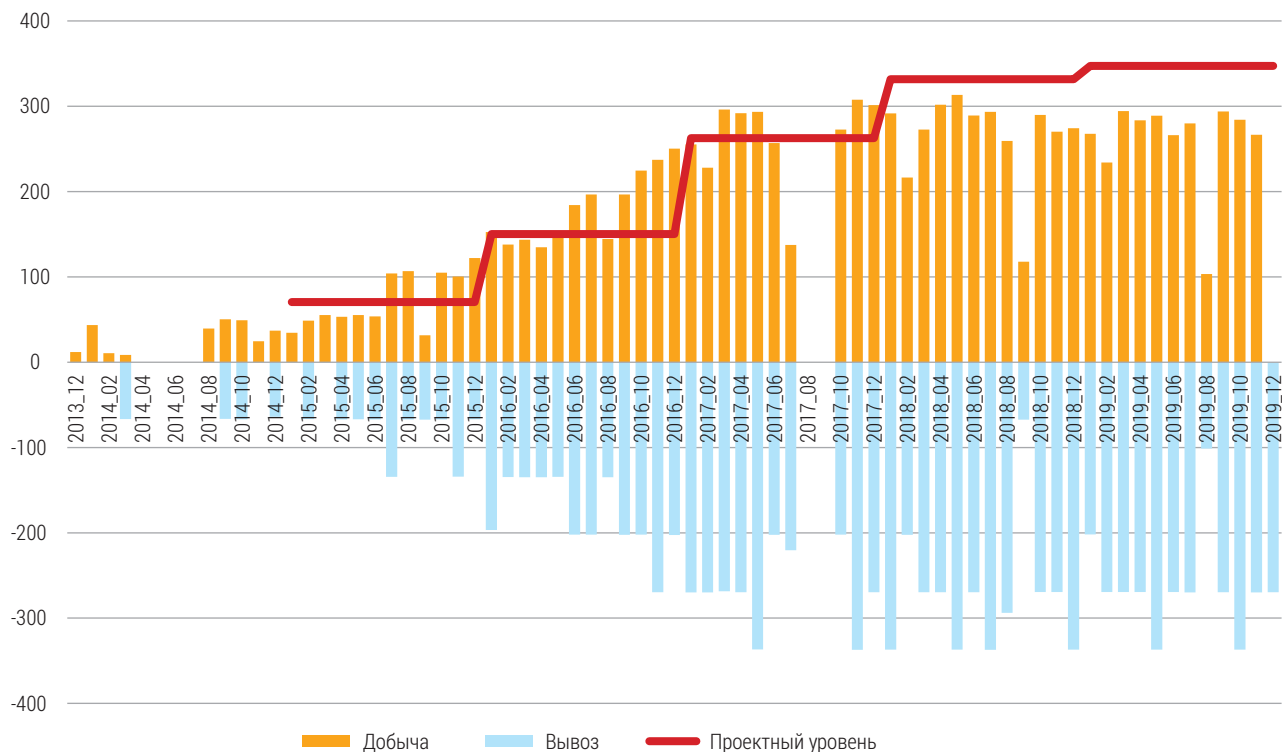
Ежемесячный вывоз в прошлом году стабилизировался на уровне 600 тыс. тонн со средним периодом отхода танкеров от терминала раз в четыре дня. Наблюдаемые колебания месячных объемов отгрузки связаны с тем, что график отхода танкеров не совпадает с месячными периодами (см. «Вывоз продукции с Варандейского терминала и доли компаний»).

С сентября 2017 года ежемесячная добыча нефти ООО «Башнефть-Полюс» (совместное предприятие «Роснефти» и ЛУКОЙЛа) после снижения стабилизировалась на уровне 90 тыс. тонн. Снижение добычи СП в 2017 году было связано с расхождением мнений его учредителей о величине платы за перевалку нефти.

Как и в предыдущем году, за три квартала 2019 доля ООО «Башнефть-Полюс» в отгрузке составила чуть менее 16%. Остальные объемы обеспечивает ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Сырье поступает как с расположенных вблизи месторождений, так и по нефтепроводу

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ И ОТГРУЗКИ НЕФТИ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Тыс. т



Источник: ООО «ГЕКОН»

Харьяга – Южное Хыльчую, введенному в 2012 году и имеющему заявленную мощность 4 млн тонн в год. В 2015 году институт «ПечорНИПИнефть» провел испытания противотурбулентных присадок с целью увеличения пропускной способности до 6 млн тонн.

Незначительный объем нефти (4 тыс. тонн) в 2019 году с терминала отгрузило ООО «НГК «Развитие регионов».

В настоящее время «Роснефть» приступила к созданию собственной схемы вывоза сырья с месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова, которыми располагает ООО «Башнефть-Полюс». В мае 2018 года в рамках XXII Петербургского международного экономического форума «Роснефть» и ООО «ССК «Звезда» заключили договор на строительство танкера-челнока Arc6 дедевитом 69 тыс. тонн проекта P-70046. Напомним, по этому проекту ГП «Адмиралтейские верфи» в 2010 году построило два танкера для Приразломного месторождения. Позднее ФГУП «Крыловский государственный научный центр» провело доработку математических моделей проекта. Договор с «ССК «Звезда» предусматривает опцион на строительство и второго аналогичного судна. Одновременно между «Роснефтью» и АО «Роснефтефлот» был подписан договор фрахтования танкера сроком на 20 лет.

24 декабря 2019 года ООО «ССК «Звезда» приступило к резке металла. Планируется, что танкер будет построен в 2021 году. Перевалка нефти ожидается через РГК в порту Мурманск.

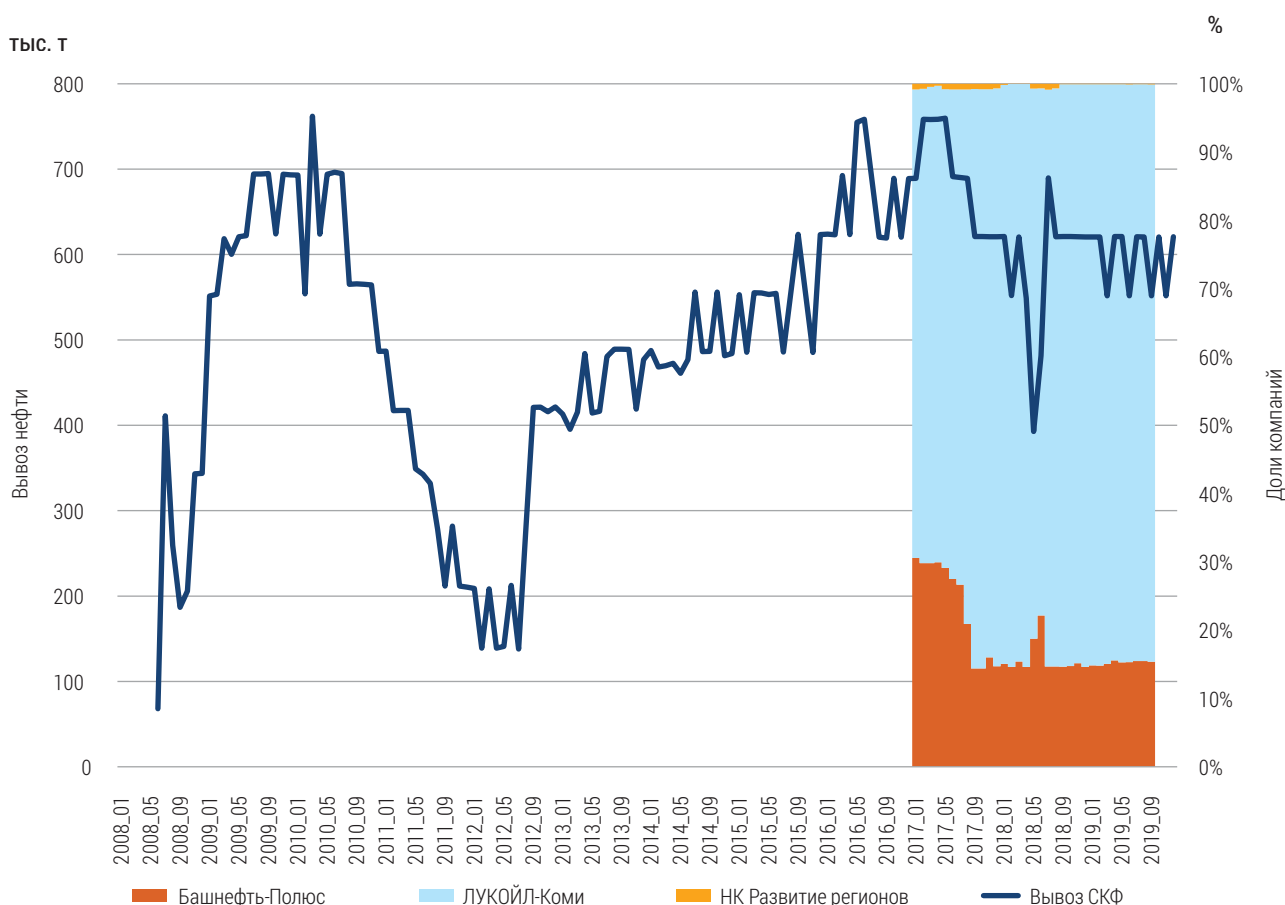
НА ВОСТОК

В 2019 году произошло несколько событий, значение которых для последующего развития логистических схем транспортировки нефти в Арктике еще не до конца понятно.

В конце августа – начале сентября принадлежащее дочерней структуре «Совкомфлота» судно Korolev Prospect типа Aframax, зафрахтованное LITASCO, вывезло с РГК «Кола» 104 тыс. тонн нефти Варандейского терминала в порт Циндао (Китай). Севморпуть танкер ледового класса Ice3 прошел без сопровождения ледокола за 7,3 дня. В конце сентября – начале октября судно вернулось в балласте, также пройдя Севморпуть самостоятельно за 7,3 дня.

Позднее, в октябре, два однотипных судна «Совкомфлота» – Lomonosov Prospect и Mendeleev Prospect – с грузом сырой нефти 98 и 100 тыс. тонн, соответственно, осуществили перевозки из порта Приморск на Балтийском море также в Китай – в порты

ВЫВОЗ ПРОДУКЦИИ С ВАРАНДЕЙСКОГО ТЕРМИНАЛА И ДОЛИ КОМПАНИЙ



Источник: ООО «ГЕКОН»

Циндао и Тяньцзинь. Они самостоятельно прошли Севморпуть за 7,8 и 7,7 суток.

ПАО «Совкомфлот» склонно к проработке новых маршрутов на Севморпути, которые потом становятся общепризнанными. Достаточно вспомнить рейсы судна SCF Baltica типа Aframax (2010 год) и первый проход по высокоширотной трассе судна Vladimir Tikhonov типа Suezmax (2011 год).

Являются ли эти рейсы началом крупнотоннажных перевозок арктической нефти по Севморпути с запада на восток, думаю, станет понятно в нынешнем году.

ВЫВОДЫ

Итак, в 2019 году круглогодичный вывоз нефти с арктических терминалов реализовывался по двум традиционным логистическим схемам. Поставки осуществлялись челночными танкерами арктических ледовых классов на РПК, расположенные на рейде порта Мурманск, с дальнейшей перевалкой на конвенциональные танкеры.

Завершилось формирование флота проекта ООО «Газпромнефть-Ямал» по освоению Новопортовского месторождения. Обеспечиваемые семью танкерами ледо-

вого класса Arc7 объемы вывоза нефти позволят в ближайшем будущем отказаться от фрахта танкеров более низких ледовых классов и уменьшить расходы на транспортировку сырья за счет снижения оплаты ледокольного сопровождения.

В связи с относительно низкими уровнями добычи нефти на Приразломном месторождении оба танкера проекта работают с запасом провозной способности.

Вывоз нефти с терминала «Варандей» ныне полностью обеспечивается тремя действующими танкерами. Строительство «Роснефтью» собственного танкера для вывоза сырья, добываемого на месторождениях ООО «Башнефть-Полюс» (или доли компании в добыче), позволит создать новую логистическую схему (также использующую, очевидно, перевалку через РПК в морском порту Мурманск).

Успешно осуществленные ПАО «Совкомфлот» рейсы нефтяных танкеров типоразмера Aframax по Северному морскому пути в восточном направлении могут в ближайшее время привести к формированию крупных по объему перевозок арктической нефти на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона в летне-осеннюю навигацию. ■



Мы пойдём на север

«Роснефть» и «Нефтегазхолдинг» хотят создать в Арктике новый добывающий кластер и помочь загрузке Севморпути

ВИКТОР ПРУСАКОВ

Журналист

Согласно озвученным ранее планам, в середине 2020 года должен вступить в силу пакет законов, предполагающих комплекс налоговых стимулов для инвесторов в Арктическую зону. Один из главных проектов, на который в значительной мере ориентированы грядущие изменения в законодательстве, – «Восток Ойл». Он включает месторождения «Роснефти», в частности активно разрабатываемый Ванкорский кластер, и «Нефтегазхолдинга» на севере Красноярского края. Проект призван способствовать решению задач, объявленных стратегическими для страны, – освоению Арктики и развитию Северного морского пути. Технические сложности и высокая стоимость работ могут быть компенсированы налоговыми стимулами, а также синергией от комплексного освоения новых территорий.

По данным Минприроды, разведанные запасы российской Арктической зоны составляют 7,3 млрд тонн нефти и более 50 трлн м³ природного газа. Суммарные извлекаемые ресурсы российской Арктики оцениваются в 106 млрд тонн н.э.

Разговоры о необходимости освоения этих богатств ведутся давно, но разговорами дело, как правило, и ограничивалось. Тем более после ввода западных санкций, осложнивших российским компаниям доступ к передовым шельфовым технологиям. Многие эксперты склонялись к мысли (некоторые склоняются и сейчас), что в нынешней геополитической ситуации и при текущих ценах на нефть

освоение Арктики надо отложить на потом, сосредоточившись на повышении эффективности добычи в традиционных регионах и разработке ТРИЗ.

Однако, как отмечает директор ИМЭМО РАН Федор Войтоловский, «сейчас есть понимание того, что Арктика – это ресурс глобальной конкурентоспособности страны на будущее, причем понимание на уровне руководства страны». «Естественно, – продолжает эксперт, – всегда есть скептики, которые говорят о текущей цене и о возможном прогнозе цены на нефть. Но очень важно, вырабатывая государственную политику по развитию арктических месторождений, по формированию инфраструктуры, учи-

тывать, что это не вопрос сегодняшнего дня. Это вопрос стратегический. И те же американцы прекрасно понимают, что на долгосрочную перспективу именно арктические месторождения станут одним из ресурсов конкурентоспособности России как мирового производителя нефти и газа».

«Арктика – это один из важнейших неразработанных, нетронутых резервуаров углеводородов, – отмечает заместитель директора Центра анализа стратегий и технологий Константин Макиенко. – Понятно, что это регион очень сложный для добычи и транспортировки углеводородного сырья. Но вариантов нет. Следует напомнить, что в свое время, когда в Западной Сибири начиналась разработка гигантских нефтегазовых месторождений, этот регион также считался крайне сложным, потребовал колоссальных инвестиций, но тем не менее был освоен. И, откровенно говоря, страна до сих пор живет на тех самых инвестициях, которые были сделаны в 50–70-е годы во время освоения Западной Сибири. Точно таким же образом, инвестируя сейчас в Арктику, мы обеспечиваем будущее страны, может быть, на 50–60, а то и 100 лет вперед. Потому что нефтегазовые месторождения в арктической зоне гигантские, и это достояние, которое необходимо не только для России – понятно, что для России прежде всего, – но это достояние, которое будет востребовано во всем мире. Потому что на самом деле, углеводородное сырье истощается, при этом весь мир и вся мировая энергетика все равно будут нуждаться в углеводородном сырье, несмотря на развитие «зеленой энергетики» и возобновляемых источников. Так что Арктика необычайно важна с этой точки зрения».

В арктических и субарктических широтах в рабочем порядке стартовал ряд проектов-первопроходцев, показавших, что освоение углеводородных запасов региона постепенно переходит в практическую плоскость. Так, в конце 2013 года на Приразломном месторождении в Печорском море «Газпром нефть» запустила первый и пока единственный в стране проект по добыче нефти на арктическом шельфе. В 2016-м та же «Газпром нефть» ввела в строй перевалочный терминал «Ворота Арктики» в Обской губе и начала через него круглогодичную отгрузку нефти Новопортовского месторождения на Ямале. Еще более наглядными стали успехи НОВАТЭКа, который с конца 2017 года построил три очереди завода «Ямал СПГ», наращивает поставки сжиженного газа по Северному морскому пути и планирует запуск следующих арктических СПГ-проектов.

Масштабные работы по освоению арктического шельфа ведет «Роснефть». С 2012-го по 2018 год выполнен беспрецедентный объем комплексных геолого-геофизических исследований. В их числе 144 тыс. погонных км сейсморазведочных работ 2D, более 23 тыс. км² сейсморазведочных работ 3D, 655 тыс. км² аэрогравиметрической разведки, проведено 12 геологических экспедиций. Только в полевой сезон 2017 года исследованиями было охвачено около 1 млн км² арктического шельфа, что составляет четвертую часть перспективных акваторий. Было уточнено строение более 130 локальных перспективных структур, в том числе выявлено более 10 новых объектов и подготовлено к поисково-разведочному бурению 11 структур. В 2014 году «Роснефть» открыла

месторождение Победа в Карском море. Его суммарные извлекаемые запасы составляют порядка 130 млн тонн нефти и 500 млрд м³ газа. Открытие Победы подтвердило прогноз ученых о высоких перспективах нефтеносности Южно-Карского региона. В этом регионе «Роснефть» обнаружила более 30 структур, ресурсная база которых оценивается в 13 млрд тонн н.э. По оценкам экспертов, Карская провинция по объему ресурсов превосходит такие нефтегазоносные провинции, как Мексиканский залив и арктический шельф Аляски и Канады.

Одним из главных событий 2017–2018 годов стало открытие месторождения на Хатангском участке в акватории моря Лаптевых, где «Роснефть» успешно пробурила скважину «Центрально-Ольгинская-1». Значимость этого проекта подчеркнул Президент РФ Владимир Путин. «Фактически начинается работа по целой нефтегазоносной провинции, – заявил он, – которая, даже по предварительным данным, содержит миллионы тонн условного топлива». Ученые полагают, что в зоне моря Лаптевых находится до 9,5 млрд тонн геологических запасов. Скважина «Центрально-Ольгинская-1», пробуренная с берега полуострова Хара-Тумус, подтвердила факт открытия месторождения с извлекаемыми запасами (по категориям С₁+С₂) более 80 млн тонн нефти. Полученный результат позволил компании «Роснефть» считаться первооткрывателем месторождений на шельфе Восточной Арктики.

НЕФТЬ ДЛЯ СМП

Поскольку Севморпуть почти вдвое короче традиционных маршрутов экспорта углеводородов на привлекательный рынок АТР, его развитие было объявлено одной из ключевых задач освоения Арктики. Согласно майскому указу Владимира Путина, к 2024 году грузопоток по СМП должен вырасти до 80 млн тонн в год.

Задача оказалась непростой. Как сообщал осенью 2018 года замглавы Росатома, руководитель дирекции Севморпути Вячеслав Рукша, для достижения указанного уровня у потенциальных пользователей маршрута не хватает около 20 млн тонн грузов. Прогнозы по загрузке СМП, представленные профильными ведомствами, вызывали сомнение экспертов (см. «Опять потемкинские деревни?»).

Срочно требовался проект-локомотив, который наряду с новатэксовскими «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2» обеспечил бы Севморпути необходимый объем грузопотока. Такой проект не мог не появиться, и, что неудивительно, был выдвинут главной нефтяной компанией страны. «Роснефть» совместно с «Нефтегазхолдингом» (НГХ) предложила создать инфраструктуру для поставок по СМП нефти с их северных месторождений. Речь идет о прокладке 600-километрового нефтепровода от Ванкорского кластера «Роснефти» через Пайяхскую группу месторождений НГХ на Таймыре до бухты Север, где будет построен нефтеналивной терминал. Предполагается, что к 2024 году через него будет отгружаться 20 млн тонн северной нефти в год. Часть объемов планируется отправлять на танкерах в страны АТР через Берингов пролив (см. «Участки «Роснефти» и НГХ на севере Красноярского края»).

ОПЯТЬ ПОТЕМКИНСКИЕ ДЕРЕВНИ?

Согласно обнародованному прошлым летом прогнозу Минтранса, который был подготовлен до того, как была озвучена инициатива «Роснефти» и НГХ, грузооборот Северного морского пути и так должен был вырасти с 17 млн тонн в 2018 году до 80 млн к 2024-му, что почти вдвое превысит уровень предыдущего года (45 млн тонн). Однако директор компании «Гекон» Михаил Григорьев назвал нереальным столь резкий рост грузооборота (на 35 млн тонн) всего за один год. «Это подгонка под объемы майского указа Владимира Путина», – заявил Григорьев РБК.

Со своей стороны, Минприроды предполагало, что по итогам 2019 года по СМП будет поставлено 30 млн тонн, в 2021-м, 2023-м и в 2024-м – соответственно 37 млн, 58 млн и 82 млн тонн. Эти объемы должны быть обеспечены за счет СПГ-заводов НОВАТЭКа на Ямале и Гыдане (47 млн тонн к 2024 году), добычи конденсата «Газпромом» и НОВАТЭКом, Новопортовского проекта «Газпром нефти» (7 млн тонн), Пайяхского месторождения (5 млн тонн), а также проектов по добыче угля.

Эти расчеты также вызывают сомнение экспертов и участников рынка. Как сообщал заместитель гендиректора «Росатома» Вячеслав Рукша, проект компании «Востокуголь» по добыче на Таймыре к 2024 году 19 млн тонн угля может быть отложен на год. Кроме того, у предприятий угольной отрасли нет флота ледового класса для вывоза грузов в зимний период.

По словам Игоря Сечина, главы «Роснефти», после реализации первой очереди проекта, получившего название «Восток Ойл», его добыча может составить 50 млн тонн в год, после второй – 100 млн тонн. Легкая и малосернистая нефть месторождений, входящих в проект, превосходит по качеству как Brent, так и поставляемый по ВСТО сорт ESPO. Предполагается, что реализация проекта позволит создать в Арктике новую нефтегазовую провинцию, попутно загрузив и Севморпуть, и целый ряд смежных промышленных отраслей. По оценкам KPMG, мультипликативный эффект составит 30 трлн рублей до 2038 года. Эксперты считают реальным увеличение рабочих мест до 30 тыс. в течение 10 лет.

По словам замминистра энергетики Павла Сорокина, в случае подтверждения запасов затраты на реализацию «Восток Ойл» могут составить до 10 трлн рублей. Более 5 трлн планируется инвестировать непосредственно в добычу. Кроме того, в регионе, где отсутствует всякая инфраструктура, предстоит построить 5,5 тыс. км трубопроводов, автодороги, линии электропередачи, морской порт.

Углеводородный потенциал нового проекта «Роснефть» оценивает в 37 млрд барр н.э. «Восток Ойл» обладает масштабной ресурсной базой, – заявил Игорь Сечин на встрече с индийскими партнерами. – В перспективе здесь будет создан новый кластер мирового уровня.

«Восток Ойл» включает ресурсную базу крупнейших месторождений Ванкорского кластера (Ванкорского, Сузунского, Тагульского и Лодочного), а также перспективных нефтеносных площадей на севере Красноярского края, таких как Пайяхская группа месторождений и Западно-Иркинский участок. В «Роснефти» отмечают, что «кластерный подход к освоению этих месторождений позволит максимально эффективно реализовать их добычный потенциал и обеспечить значительную синергию».

НОВЫЕ ВВОДНЫЕ

Идея направить на север нефть новых месторождений Красноярского края не нова. Приступая к освоению

Ванкора, «Роснефть» изначально склонялась именно к такому варианту – со строительством трубы до порта Диксон. Однако в тот момент государственным приоритетом считался нефтепровод ВСТО, главной сырьевой базой которого должен был стать именно Ванкор.

Спустя полтора десятилетия северный вариант, благодаря ряду обстоятельств, вновь обрел актуальность. В 2013 году после покупки ТНК-ВР «Роснефть» стала недропользователем соседних с Ванкором месторождений, прежде всего Сузунского, Тагульского и Лодочного, с суммарными извлекаемыми запасами более 400 млн тонн нефти и конденсата.

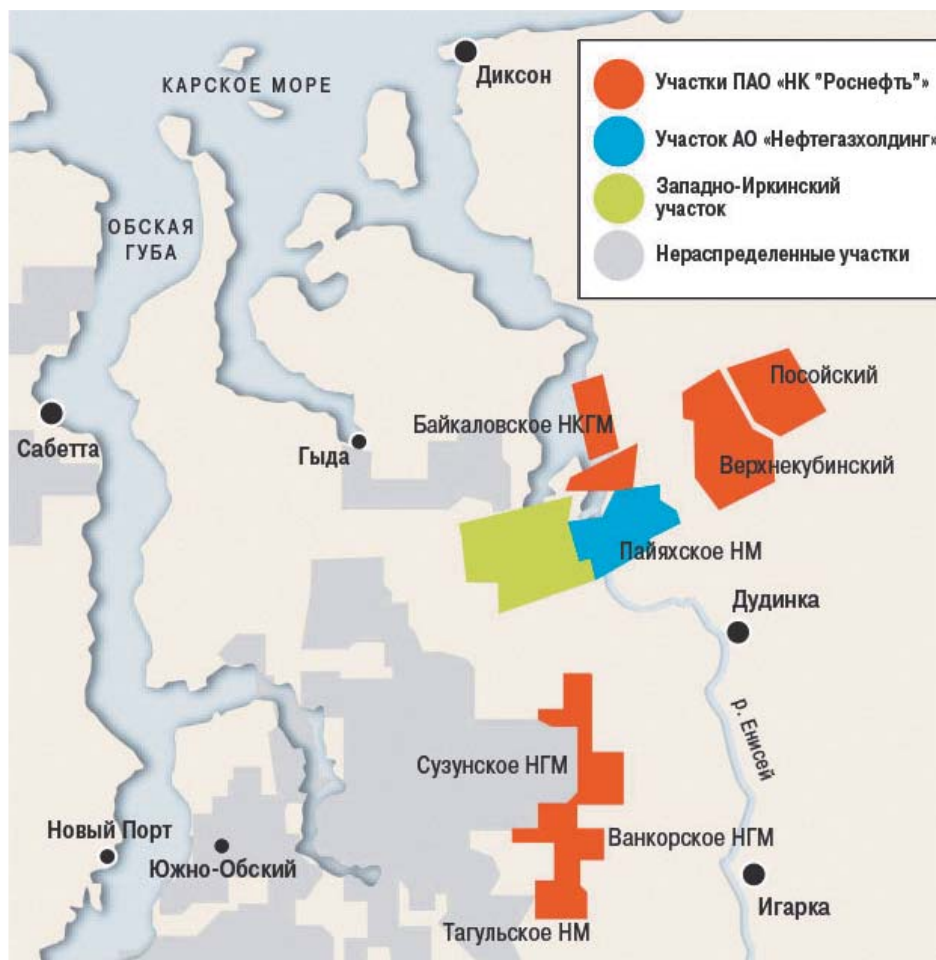
Осваивать новые активы было решено на базе уже созданной в регионе инфраструктуры. По оценкам «Роснефти», кластерный подход к освоению месторождений должен дать значительный синергетический эффект.

Осенью 2016 года было введено в эксплуатацию Сузунское месторождение, где на пике планируется добывать 5,2 млн тонн нефти в год. В конце 2018-го началась промышленная добыча на Тагульском, самом крупном по запасам в регионе после Ванкора. В 2022 году его планируется вывести на полку добычи – более чем 4,5 млн тонн в год. Расчет «Роснефти» оказался верным: запуск новых месторождений кластера позволил компании частично компенсировать начавшееся снижение добычи на главном месторождении региона (см. «Добыча нефти и конденсата на месторождениях Ванкорского кластера»).

Сегодня готовится к промышленному запуску Лодочное месторождение, где, по ранее озвученным планам, пиковая добыча превысит 2 млн тонн в год.

К началу прошлого года совокупные извлекаемые запасы Ванкорской группы составляли около 750 млн тонн жидких углеводородов и почти 500 млрд м³ газа (см. «Текущие извлекаемые запасы месторождений Ванкорского кластера»). Эта солидная ресурсная база сегодня позволяет «Роснефти» рассматривать Ванкорский кластер как часть еще более масштабного арктического проекта.

УЧАСТКИ «РОСНЕФТИ» И НГХ НА СЕВЕРЕ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ



Источник: Роснедра

ПРОБИЛ ЧАС ПАЙЯХИ?

Еще более значимым фактором стало включение в периметр «Восток Ойл» Пайяхской группы месторождений на Таймыре. Это крупнейший актив «Нефтегазхолдинга», принадлежащего экс-президенту «Роснефти» Эдуарду Худайнатову. В 2013 году НГХ (тогда – Независимая нефтяная компания) приобрела ОАО «Пайяха», владевшее лицензиями на Пайяхское и Северо-Пайяхское месторождения с общими запасами 58,9 млн тонн. Годом позже в состав проекта вошли близлежащие Песчаный и Иркинский участки.

До недавнего времени освоение Пайяхи продвигалось медленно – летом 2016-го Худайнатов говорил, что проект отложен на год из-за проблем с финансированием. Первый этап проекта НГХ оценивал в \$5 млрд, общий объем необходимых инвестиций, по мнению аналитиков, может достичь \$20 млрд. Попытки компании как привлечь инвесторов, в том числе из Китая и Катара, так и получить средства из Фонда национального благосостояния (ФНБ) завершились безрезультатно.

Первые сообщения о планах Сечина и Худайнатова по созданию единого арктического нефтетранспортного маршрута появились в начале 2019 года. Думается, не случайно минувший год стал для Пайяхи во многом определяющим. В марте правительство Красноярского края и НГХ подписали соглашение о сотрудничестве в реализации инвестпроекта «Разработка и обустройство группы Пайяхских месторождений и строительство морского терминала "Порт бухта Север"». Эти работы считаются частью продвигаемого губернатором Александром Уссом комплексного инвестиционного проекта «Енисейская Сибирь».

В июне Госкомиссия по запасам полезных ископаемых утвердила извлекаемые запасы Пайяхи в объеме 1,2 млрд тонн нефти. Большинство экспертов считают, что эта оценка предварительная и требует подтверждения. Поскольку до недавнего времени на Пайяхских месторождениях было пробурено лишь 11 скважин, две трети от общих запасов проекта было одобрено в основном по итогам сейсморазведки.

Как бы то ни было, столь значительных объемов в последние годы в России на баланс не ставилось. Несомненно, сам этот факт повышает значимость Пайяхи в глазах и профильных чиновников, и потенциальных инвесторов.

Тогда же, в июне, на Пайяхском месторождении началось бурение. До конца прошлого года здесь планировалось завершить строительство трех разведочных и двух эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием 1 тыс. метров. «Это позволит нам уточнить систему разработки и подобрать оптимальные технологические решения», – заявил вице-президент по геологии и разработке месторождений АО «Нефтегазхолдинг» Андрей Поляков.

Запасы Пайяхи относятся к трудноизвлекаемым из-за невысокой пористости пластов и низкой проницаемости коллекторов. В течение следующих шести лет на месторождении запланировано бурение 25 разведочных скважин и проведение почти 2 тыс. км² 3D-сейсмики. Ввод в эксплуатацию Пайяхского месторождения планируется на 2024 год. Первоначальная полка добычи должна составить 26 млн тонн нефти в год с последующим увеличением до 50 млн.

«ВОСТОК ОЙЛ» РАСТЕТ НА ГЛАЗАХ

Таймыр, который в перспективе должен стать ключевой ресурсной базой проекта «Восток Ойл», до недавнего времени оставался для нефтяников терра инкогнита. «Роснефть» сегодня пытается наверстать упущенное. В прошлом году она за 402,7 млн рублей приобрела лицензию на Западно-Иркинский участок, в пределах которого находится часть Пайяхского месторождения. Компания Сечина была единственной, соответствовавшей условиям конкурса на участок, и получила его без торгов – факт, свидетельствующий о том, что «Восток Ойл» сегодня входит в число государственных приоритетов.

Вероятные запасы Западно-Иркинского – 500 млн тонн у.т. Ряд экспертов, ссылаясь на слабую изученность Западно-Иркинского, считают, что его разработка начнется не раньше 2026–2027 годов.

В декабре 2019 года «Роснефть» сделала новые приобретения на Таймыре, выиграв аукцион на Мезенинский, Северо-Джангодский и Янгодский участки. Компания заплатила за них 6,1 млрд рублей, победив в ожесточенной борьбе «Сургутнефтегаз» и Красноярскую НГК. «Роснефть» объяснила победу, в том числе, наличием у нее «максимальных возможностей для синергии и наиболее эффективной схемы развития участков».

По оценкам Госкомиссии по запасам, совокупный ресурсный потенциал участков составляет 7,2 млн тонн нефти и 73,6 млрд м³ газа. Оценка «Роснефти», которая базируется «на результатах ГРП в данном регионе, в том числе на смежных лицензионных участках», куда внушительнее: 177 млн тонн и 448 млрд м³, соответственно.

«У «Роснефти», скорее всего, уточненные данные по ресурсам, и компания рассчитывает на увеличение запасов по итогам разведки, – объясняет аналитик Raiffeisenbank Андрей Полищук. – Если исходить из оценки ресурсов

«Роснефти», то за баррель нефтяного эквивалента она заплатит \$0,02, что дешево».

В результате новых приобретений ресурсный потенциал проекта «Восток Ойл», безусловно, возрастет.

PRO ET CONTRA

Но насколько целесообразно нефтяникам поставлять северную нефть к Севморпути? Мнения на этот счет разнятся. Некоторые аналитики считают, что при использовании танкеров ледового класса транспортировка нефти «Восток Ойл» в страны АТР по этому маршруту вдвое дешевле нынешнего варианта (по трубе Ванкор – Пурпе и далее по ВСТО до дальневосточного порта Козьмино).

«В числе ключевых преимуществ транспортировки морем – минимизация рисков потерь при транспортировке сырья по сравнению с трубопроводными поставками и возможность обеспечить сохранение качества нефти. Учитывая последний инцидент с нефтепроводом «Дружба», это весомый аргумент», – отмечает Рустам Танкаев, ведущий эксперт Союза нефтегазопромышленников РФ. По его словам, высокое качество сырья «Восток Ойл» и гарантия его стабильности позволит «Роснефти» реализовывать нефть со значительной премией по отношению к нефти сорта Brent.

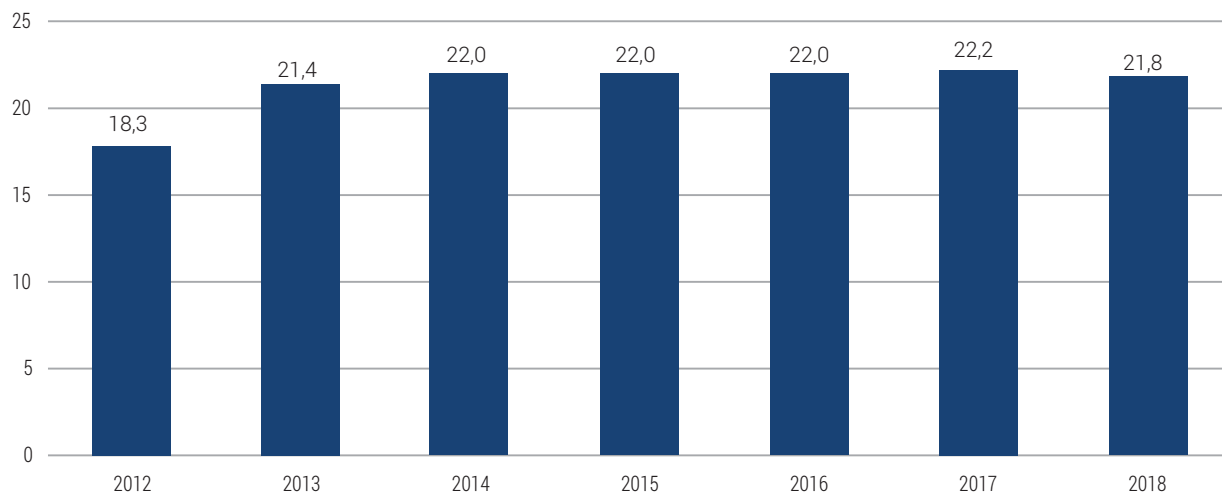
«Транснефть», судя по официальным высказываниям, смотрит на вопрос философски и готова конкурировать с новым направлением. «Если «Роснефть» считает, что поставлять нефть по Севморпути будет экономически более выгодно, то это ее право», – говорил журналистам советник главы трубопроводной монополии Игорь Демин.

Отметим, что вопрос о танкерах, способных работать в суровых условиях Арктики, далеко не второстепенный: из-за нехватки этих судов НОВАТЭК приходится искусственно притормаживать расширение «Ямала СПГ». В 2017-м и 2018 году «Роснефть» подписала с дальневосточной верфью «Звезда» договоры на строительство 12 танкеро-челноков усиленного ледового класса (Arc6 – Arc7) для вывоза нефти с ее арктических месторождений. Кроме того, в 2017 году «Роснефтефлот», ССК «Звезда» и «Таймырнефтегаз» (ныне входит в НГХ) договорились о строительстве еще 10 танкеров Arc7. Их планируется использовать для вывоза нефти Пайяхи из устья Енисея и перевозки по СМП как в западном, так в восточном направлениях.

«Роснефть» считает близость к Северному морскому пути дополнительным конкурентным преимуществом проекта. «Использование этого уникального транспортного коридора, – говорят в компании, – открывает возможность поставок сырья с месторождений «Восток Ойл» сразу в двух направлениях: на европейские и азиатские рынки. Транспортировка нефти будет осуществляться танкерами ледового класса Arc7 при частичном сопровождении ледоколами с последующей перевалкой на типовые нефтяные танкеры». По словам Игоря Сечина, с учетом больших объемов добычи в рамках проекта «Восток Ойл» целесообразно использование собственного флота. Это гарантирует своевременную транспортировку и нивелирует зависимость от ставок фрахта на рынке».

ДОБЫЧА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВАНКОРСКОГО КЛАСТЕРА

МЛН Т



Источник: «Роснефть»

Важнейшую роль в создании современного ледового и танкерного флота в России играет судовой верфь «Звезда» – первый центр высокотехнологичного судостроения в России и одна из ведущих верфей в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Технологические возможности судовой верфи позволяют строить все существующие и перспективные виды судов, в том числе высокотехнологичные атомные ледоколы, танкеры, газовозы, крупнотоннажные суда, морские буровые, разведочные и добычные платформы, корабли и суда обслуживающего флота, в первую очередь, ледового класса. В настоящее время на верфи строится восемь судов: четыре судна снабжения и четыре танкера класса Афрамекс (головное судно будет сдано в эксплуатацию уже в ближайшее время).

«Северный морской путь, – уверяет заместитель директора Центра анализа стратегий и технологий Константин Макиенко, – можно сделать экономически выгодным, доступным для перевозчиков маршрутом. Для этого потребуются специальные суда гигантского водоизмещения. Прежде всего, речь идет о высокотехнологичных газовозах и танкерах ледового класса. Кроме как на судовой верфи «Звезда», строить крупнотоннажные суда в России больше нигде. У нас просто нет других таких судостроительных мощностей. Для реализации проекта «Восток-Ойл» помимо сверхгазовозов и танкеров понадобятся также платформы, суда обеспечения, вертолетная техника, вся наземная инфраструктура. И важно иметь в виду, что это не просто инвестиции в сырье, в углеводороды. Это – инвестиции в реальные инновации, потому что и транспортная, и добычная инфраструктура проекта потребуют высокотехнологичных разработок, которые будут способствовать развитию судостроения, машиностроения, металлургии, химической и других отраслей промышленности».

«Предполагается, что на «Звезде» будет построено 200 плавсредств, – говорит директор «ИнфоТЭК-Терминал» Рустам Танкаев. – Это не только суда, но и платформы для бурения и эксплуатации месторождений в арктической зоне. Это самые технологически сложные и абсолютно не освоенные другими нашими верфями виды морской техники. Фактически для освоения Арктики необходимо создание новой отрасли промышленности – тяжелого судостроения, и базой для нее станет «Звезда». «Звезда» – это далеко не только верфь, но в будущем и металлургический комбинат, и транспортная инфраструктура, и мощности по строительству и эксплуатации атомных реакторов (напомню, что на «Звезде» будут строиться атомные ледоколы следующего поколения – поколения «Лидер»».

ГОСУДАРСТВО СВОИХ НЕ БРОСАЕТ

Участники рынка и независимые эксперты едины во мнении, что как загрузка Севморпути, так и полномасштабное освоение Арктики невозможны без господдержки. «Это, прежде всего, касается налоговых, регуляторных условий, обеспечения гарантированной стабильности этих проектов на весь период их жизнедеятельности. Принимая решение, мы должны быть уверены, что на весь период жизни до 30, а порой и до 50 лет не будут меняться основные правила игры. И это будет условием привлечения дополнительных инвесторов, особенно внешних инвесторов», – говорил Игорь Сечин на встрече с Владимиром Путиным весной прошлого года.

Призыву вняли в высших эшелонах власти. Прошлой осенью после долгих споров и разногласий Минфин, Минэнерго и Минвостокразвития договорились о льготах для инвесторов в Арктической зоне. Как сообщалось, в I квартале

ТЕКУЩИЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВАНКОРСКОГО КЛАСТЕРА ПО КАТЕГОРИИ АВ₁+В₂С₂ НА 01.01.2019

	Ванкорское*	Сузунское	Тагульское	Лодочное
Жидкие УВ, млн т	311	51	296	89
Газ, млрд м ³	115	37	251	81

* По категории АВ₁+В₂

Источник: «Роснефть»

2020 года пакет этих законопроектов должен быть внесен в Госдуму, а с июля вступить в силу. Учитывая стратегический характер документа, можно надеяться, что январская отставка правительства не слишком осложнит его судьбу.

Решено, в частности, что для новых арктических месторождений нефти на суше будет создана новая, пятая группа по налогу на добавленный доход (НДД). В ее рамках НДПИ обнуляется на 12 лет с момента достижения выработанности запасов в 1%, после чего в течение пяти лет поэтапно увеличивается до 100%, при этом НДД, как обычно, платится с финансового результата.

Как отмечал Павел Сорокин, такие преференции наряду с налоговым вычетом на строительство инфраструктуры (он будет предоставляться только при цене нефти выше заложенной в бюджет) обеспечат рентабельность проектов на Таймыре даже при цене нефти \$35–40/барр.

«Чтобы у российской нефтяной отрасли были преимущества в конкурентной борьбе на мировых рынках, ей необходимо обеспечить государственное стимулирование», – отмечает директор Центра политической информации Алексей Мухин. – Без стимулов не будет инвестиций, а наиболее перспективные проекты требуют огромных капиталовложений. Речь об арктических месторождениях с прямым каналом сбыта по Северному морскому пути и колоссальной ресурсной базой. Российские нефтяники давно уже связывают большие надежды с этими циклопическими месторождениями, однако следует понимать, что без привлекательного и предсказуемого налогового режима инвесторов им не найти. Ведь добыча в Арктике – это не только буровые установки и промысловые объекты, это морские терминалы, резервуарные парки, аэродромы, автодороги, ледоколы, нефтетанкеры и газовозы ледового класса – сложная и очень дорогая инфраструктура и техника. К тому же нельзя забывать, что в Арктике добиться приемлемого уровня доходности на вложенный капитал можно лишь в рамках интегрированных проектов с длинным жизненным циклом. Такие проекты, повторюсь, требуют колоссальных инвестиций и серьезной государственной поддержки». «Без государственного стимулирования, предполагающего создание особых фискальных условий, компании не смогут обеспечить необходимый для арктических проектов объем инвестиций», – подчеркивает старший

аналитик «БКС Премьер» Сергей Суверов. – А это ставит под угрозу выполнение задачи президента по достижению до 2024 года показателя в 80 млн тонн грузопотока по Северному морскому пути. Только в случае создания максимально комфортного налогового режима, в том числе введения нулевой ставки НДПИ для проектов по добыче углеводородов в Арктической зоне и интегрированных с ними проектов-доноров, Россия сможет приступить к полномасштабному освоению месторождений в Арктике. Это, в свою очередь, будет иметь значительный мультипликативный эффект для национальной экономики».

«Источником финансирования новых проектов в Арктике могли бы стать успешные действующие проекты, входящие с ними в единый кластер, – говорит управляющий партнер аналитического агентства WMT Consult Екатерина Косарева. – Очевидно, что от таких проектов-доноров потребуются колоссальные капложения в инфраструктуру и проведение геологических работ, необходимых для освоения новых месторождений. Очевидно также, что эти затраты можно компенсировать с помощью льготной ставки НДПИ».

«В случае с Ванкорским кластером и формирующимся на его основе арктическим сверхкластером, который будет создан в рамках проекта «Восток Ойл», – поясняет директор ИнфоТЭК Терминал Рустам Танкаев, – работает единый хозяйственный комплекс. Этот комплекс далеко не полностью расположен за полярным кругом, но это – единый механизм, единый экономический организм, который нельзя разрывать. И в отношении этого комплекса в целом должны действовать условия хозяйственной деятельности, характерные именно для арктического региона».

«Даже сам внешний вид арктических малых городов, таких как Тикси, Диксон, очень показателен, – продолжает Танкаев. – Они фактически находятся в разрушенном состоянии. Реальное же восстановление арктической инфраструктуры возможно только в том случае, если система налогообложения будет приведена в соответствие с условиями хозяйственной деятельности. Если с нефтяников начнут брать налоги с момента начала строительства, то они никогда ничего не построят, это совершенно очевидно. Добычные проекты в Арктике требуют сложнейших, зачастую революционных и крайне затратных технологических решений. Когда вы

строите базу на Марсе, то рассчитывать на то, что вы при этом еще и будете платить какие-то налоги, по меньшей мере наивно, если не сказать глупо. Только если создать предсказуемые и неизменные налоговые и регуляторные условия, начнется реальное современное освоение Арктики, которое может дать гигантские прибыли нашей стране».

Вице-премьер Юрий Трутнев заявлял, что при текущих ценах в \$60 доходность арктических проектов в течение 10 лет возрастет с 10–12% до 20–22%. По словам Трутнева, экономический эффект от преференций инвесторы почувствуют уже через два-три года.

Инвесторы, похоже, чувствуют его уже сейчас. В середине января министр нефти и газа Индии Дхармендра Прадхан сообщил, что его страна приняла решение об участии в проекте «Восток Ойл». Индийцы, владеющие миноритарными долями в дочках «Роснефти» «Ванкорнефть» и «Таас-Юрх» Нефтегазодобыча», считались одними из наиболее вероятных партнеров госкомпании в Арктике.

В декабре 2019-го Сечин предлагал войти в «Восток Ойл» госкорпорации Jогтес и другим японским компаниям. Кроме того, около года назад СМИ сообщали о предложении Эдуарда Худайнатову британской ВР приобрести долю в Пайяхском проекте. При этом всем было понятно, что до решения вопроса с арктическими стимулами до конкретных договоренностей дело не дойдет. Теперь переговоры с новыми потенциальными соинвесторами, возможно, станут более продуктивными.

ТУМАН НАД ТАЙМЫРОМ

Возникает еще один, чисто практический, вопрос: способны ли новые арктические проекты обеспечить к 2024 году необходимые 20 млн тонн для полной загрузки Севморпути? Судя по всему, способны. Как видно из вышесказанного, на соседних с Ванкором месторождениях (Сузунском, Тагульском и Лодочном) в скором времени можно будет получать более 10 млн тонн нефти в год. На Пайяхском на первых порах добыча, скорее всего, не превысит (еще более вероятно – не достигнет) 5 млн тонн. Недостающие объемы можно получить, развернув на север часть нефти Ванкора, которая сегодня идет в трубу Ванкор – Пурпе.

По планам «Роснефти», к 2030 году добыча в рамках проекта «Восток Ойл» возрастет до 100 млн тонн. Наряду с Ванкорским кластером и Пайяхой ставка делается на Западно-Иркинский участок, а также «Ермак Нефтегаз» – совместное предприятие «Роснефти» и ВР. Это СП было создано в 2016 году для геологоразведки в Западной Сибири и Енисей-Хатангском бассейне; финансирование в объеме \$300 млн предоставляют британцы. Прошлой весной по результатам испытания разведочной скважины № 21, пробуренной «Ермак Нефтегазом» на соседнем с Пайяхским Байкаловском месторождении, его запасы были поставлены на баланс. По итогам дальнейшего разведочного бурения партнеры намерены уточнить ресурсный потенциал Байкаловского (Роснедра оценивали его в 52 млн тонн нефти). Кроме того, ранее «Ермак Нефтегаз» выиграл аукцион на Верхнеку-

бинский и Посойский участки на Таймыре с совокупными ресурсами по категории D₁ около 30 млн тонн нефти.

«При подтверждении ресурсной базы в создаваемый кластер могут войти также и активы Восточного Таймыра, расположенные в районе Хатанги. Первоначальные геологоразведочные работы мы там провели, открыли месторождение около 80 млн тонн, но основной ресурс там расположен на суше», – говорил Сечин на встрече с президентом.

«В ближайшие годы арктический кластер должен загрузить Северный морской путь товарами, – отмечает Рустам Танкаев. – Думается, будут восстановлены такие порты, как Тикси и Диксон, поскольку они напрямую связаны с ареалом деятельности проекта «Восток Ойл». Если рассматривать дальнейшие перспективы, там поблизости сразу несколько потенциальных нефтегазовых провинций, которые пока еще почти не освоены. Одна из них – нефтегазовая провинция, центром которой станет Хатанга».

Стоит отметить, правда, что успех на Таймыре сопутствует не всем. Так, ЛУКОЙЛ прекратил бурение на соседнем с Хатангой Восточно-Таймырском участке – по словам главы компании Вагита Алекперова, из-за «низкой насыщенности углеводородов и небольших мощностей пластов».

«Если говорить об освоении Арктики, – рассуждает директор ИМЭМО РАН Федор Войтоловский, – очень многое будет зависеть от тех решений, которые у нас будут приняты, от того, как мы сможем выстроить государственную политику, насколько мы сможем обеспечить импортозамещение, в какой степени мы сможем найти поставщиков оборудования и тех, кто будет готов нам предоставить соответствующие технологии, и в какой степени мы сможем развить собственные технологии и создать комплексы собственного оборудования, развить соответствующую техническую инфраструктурную базу для освоения месторождений. Если нам это удастся, это сделает Россию технологическим лидером. Данная задача, на мой взгляд, приоритетная, потому что технологии, связанные с добычей, с транспортировкой углеводородного сырья в Арктике, по своей сложности близки к космическим технологиям. Освоение этих месторождений позволит получить выгоды, не только связанные с развитием нефтегазовой отрасли, но системные выгоды на уровне страны».

Как утверждает член-корреспондент РАН, заместитель директора Института проблем нефти и газа РАН Василий Богоявленский, «российский арктический шельф во много раз больше, чем шельф Аляски и шельф Канады. И он, безусловно, самый перспективный. Причем перспективы распространяются и на сопредельную сушу. В последние десять лет в российской Арктике очень активно растет добыча жидких углеводородов, достаточно стабильно, ежегодно. Ясно, что и в дальнейшем здесь будет продолжаться рост, в том числе благодаря компании «Роснефть», которая владеет самыми крупными лицензионными участками». «Россия, – добавляет он, – долгие годы является лидером по добыче в Арктической зоне, в первую очередь, конечно, речь идет о добыче на суше. Суммарно, по накопленной добыче, из 22 млрд тонн нефтяного эквивалента примерно 87% добыли именно российские компании». ■

27–29
АПРЕЛЯ 2020

**КЛЮЧЕВАЯ
ПЛОЩАДКА
СФЕРЫ ТЭК**



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ,
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2127

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68



18+



РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»



АРЕНДА
БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ
В РЕЖИМЕ 24/7/365

- 7 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ 7 ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
- 7 СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА 7 СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
- 7 ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ



телефон +7 (495) 921 35 29 | факс +7 (495) 269 02 16 | sales@eastunion.ru | www.eastunion.ru
Денис Клепов | +7 968 759 45 24



Газовый мир в 2019 году

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА

«Нефтегазовая Вертикаль»

Глобальный спрос на газ в 2019 году оценивается в 3903 млрд м³, на 1,4% больше, чем в предыдущем. США, с потреблением 887 млрд м³, занимают первую позицию в мире, опережая Россию и остальные страны ведущей пятерки, на долю которых приходится 53% мирового спроса.

Увеличению мирового спроса на газ способствует расширение индустрии СПГ. К началу 2019 года 20 стран экспортировали и более 40 стран импортировали сжиженный природный газ. Мировые мощности сжижения превышали 400 млн тонн, а мощности регазификации составляли 870 млн тонн. В ушедшем году Австралия впервые опередила Катар по объему экспорта СПГ и стала мировым лидером. Спотовые цены на газ в течение года последовательно снижались. Нисходящий ценовой тренд сохранится и в 2020 году.

Мировую добычу природного газа в 2019 году можно оценить в 4074 млрд м³. Почти 57% сырья добывалось в пяти странах, список которых возглавляют США и Россия. Мировые запасы «голубого топлива» за год изменились незначительно, увеличившись к началу 2020-го всего на 3 трлн м³, до 205 трлн м³. Максимальные запасы сосредоточены в России. В структуре доказанных запасов США на конец 2018 года около 70% составлял сланцевый газ.

Подписание нового контракта между «Газпромом» и «Нафтогазом» на транзит газа через Украину в Европу стало одним из наиболее ярких событий мировой газовой отрасли в 2019 году.

МИРОВОЙ СПРОС И КРУПНЕЙШИЕ ПОТРЕБИТЕЛИ ГАЗА В 2019 г., млрд м³

	2018 г.	2019 г. (оценка)
США	852	887
Россия	455	523
Иран	225	238
Китай	283	310
Япония	116	115
Мир	3 849	3 903

Источник: 2018 год – BP Statistical Review of world energy; США – EIA; Китай – DRC; Япония – IEA по 9 мес.; Иран – оценка по среднегодовому росту за 10 лет; Россия – оценка по предварительным данным ЦДУ ТЭК по добыче и экспорту

Международная консалтинговая компания DNV GL прогнозирует, что глобальные капитальные вложения (CAPEX) в газовый сектор upstream вырастут с \$960 млрд в 2015 году до пикового уровня \$1,13 трлн в 2025 году, а оперативные расходы (OPEX) достигнут максимального значения \$582 млрд в 2035 году (по сравнению с \$448 млрд в 2015-м). В то время как спрос на нефть выйдет на пик в 2023 году, спрос на природный газ будет продолжать расти до 2034 года.

СПРОС НА ГАЗ

Мировой спрос и добыча природного газа в 2019 году, до появления в середине года статистического обзора BP, могут быть оценены только примерно, по косвенным данным.

Суммарное потребление природного газа странами ОЭСР за девять месяцев 2019 года, по данным МЭА, составило 1332 млрд м³, что соответствует 1776 млрд м³ в пересчете за год при тех же условиях. Доля стран ОЭСР в мировом потреблении составляет 45,5%. Исходя из этого, глобальный спрос в 2019 году можно оценить в 3903 млрд м³.

По результатам трех первых кварталов года спрос в Европе увеличился практически во всех странах, за исключением Эстонии, Дании и Литвы, где потребности в «голубом топливе» сократились соответственно на 10,5, 6,3 и 4,4%. Наибольший рост, более 17%, отмечен в Греции и Испании. А итоговый показатель по региону в целом – 2,4%.

В Северной Америке за тот же период спрос увеличился на 2,7%, однако за этим результатом скрывается резкий обвал потребления в Мексике на 14,4%, сбалансированный его увеличением в Канаде и США.

Максимальный рост спроса на газ в 2019 году произошел в Австралии. Увеличение внутреннего потребления на 38%, по-видимому, явилось результатом усилий регулирующих органов страны по увеличению поставок газа, в том числе СПГ, на внутренний рынок.

США, с потреблением 887 млрд м³ в 2019 году, занимают первую позицию в мире, опережая Россию и остальные страны ведущей пятёрки, на долю которых приходится 53% мирового спроса на газ (см. «Мировой спрос и крупнейшие потребители газа в 2019 г.»).

Согласно базовому сценарию Энергетического прогноза-2019 компании BP, в ближайшие два десятилетия глобальный энергетический спрос будет увеличиваться в среднем на 1,2% в год. Возобновляемые энергоносители и природный газ обеспечат 85% суммарного роста. Спрос на газ будет ежегодно увеличиваться на 1,7%, а его доля в мировом энергобалансе расширится с 23% в 2017 году до 26% в 2040-м.

Как ожидается, потребности в газе будут увеличиваться во всех регионах и странах, но основными центрами роста останутся США, а также Китай, Индия и в целом весь азиатский регион.

В отраслевом разрезе наибольший вклад в рост спроса на газ внесут индустриальный и электроэнергетический секторы мировой экономики. Увеличение потребления «голубого топлива» в основном происходит за счет расширения индустрии СПГ.

СПГ КАК ДВИГАТЕЛЬ СПРОСА

В настоящее время практически все примечательные новости о газовой индустрии так или иначе связаны с СПГ. Торговля природным газом в сжиженном виде, в отличие от трубопроводных поставок, носит межконтинентальный характер. При этом она стремительно расширяется по географическим направлениям и отвоевывает рыночное пространство у трубопроводной транспортировки. К началу 2019 года 20 стран экспортировали и более 40 стран импортировали СПГ. Мировые мощности сжижения газа превышали 400 млн тонн (552 млрд м³), а мощности по регазификации составляли 870 млн тонн (1200 млрд м³).

Самый авторитетный источник информации о природном газе международное газовое агентство Cedigaz сооб-

ВЕДУЩИЕ ИМПОРТЕРЫ СПГ, млрд м³

Рынки	2018 г.	2019 г. (оценка)
Япония	113	106,7
Китай	73,5	81
Ю.Корея	60,2	54
Европейский рынок	72	>83
Мир	431	490

Источник: 2018 г. – BP Statistical Review Of World Energy; 2019 г. – IEEJ; сообщения по странам

щает, что в I полугодии 2019 года мировой нетто-импорт СПГ увеличился на 12%, до 169 млн тонн (233 млрд м³). Импорт в азиатском регионе в целом оставался на уровне 2018 года. Темп роста спроса на газ в Китае замедлился, увеличение за год составило 20% по сравнению с 50% в предыдущем году. Импорт СПГ в Европу почти удвоился, достигнув 41 млн тонн, в том числе за счет роста поставок из России (на 5,2 млн тонн), США (на 5 млн тонн) и Катара (на 2,4 млн тонн).

Максимальные объемы сжиженного газа направляются в Северо-Восточную Азию, где большую часть выбирают Япония, Китай и Корея, а также на европейский рынок (см. «Ведущие импортеры СПГ»). В 2019 году увеличились поставки в Китай и Европу и сократились в Японию и Южную Корею. На основе неполных данных, объем мировой торговли СПГ в 2019 году можно оценить в 490 млрд м³.

Список крупнейших стран-экспортеров СПГ в 2019 году остался без изменений по составу, но произошли некоторые перемещения. Главные изменения связаны с Австралией, которая опередила Катар и стала мировым лидером, и с США, которые потеснили Малайзию и разместились на третьем месте.

Значительный рост экспорта СПГ из России был обеспечен выходом на проектную мощность в конце 2018 года завода «Ямал СПГ». По данным Минэнерго, на конец III квартала 2019 года с завода была выполнена отгрузка более 300 партий СПГ объемом порядка 22 млн тонн (см. «Ведущие экспортеры СПГ»).

Как ожидается, 2019 год станет рекордным по количеству новых СПГ-проектов. По сведениям McKinsey & Co, с сентября 2018 года по октябрь 2019 года в мире были приняты окончательные инвестиционные решения (ОИР) по семи новым СПГ-проектам в Северной Америке, России и Африке суммарной мощностью 80 млн тонн, или 20% текущего рынка. Всего в 2019 году планировалось принятие ОИР по проектам сжижения газа суммарной мощностью 123 млн тонн. Это рекордный показатель за всю историю развития отрасли. По сообщению МЭА, инвестиции в СПГ за неполные девять месяцев 2019 года впервые превысили \$50 млрд.

Спотовые цены на газ в течение года последовательно снижались на фоне роста добычи, высокого уровня заполнения газохранилищ и снижения спроса (см. «Цены на газ на основных рынках в 2019 г.»). Ценовой индекс ANEA на рынке СПГ Северо-Восточной Азии в течение первого полугодия 2019 года упал почти на 50%.

Нисходящий ценовой тренд сохранится и в 2020 году. В конце декабря средняя спотовая цена на СПГ на азиатском рынке с поставкой в феврале снизилась на \$0,35, до \$5,10/млн БТЕ. Голландский фьючерс на ближайший месяц, эталон на поставки СПГ в Европу, стоил \$4,17/млн БТЕ.

МИРОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА

Сколько газа было добыто и использовано в мире в 2019 году? Вот в чем вопрос.

Ответ на него, до появления фактической информации Cedigaz и BP в середине следующего года, может быть только оценочный.

Оценить суммарную мировую добычу и потребление «голубого топлива» можно двумя способами. Первый – по среднегодовому проценту роста за предыдущие 10 или более лет. Второй – на основе последнего в году декабрьского выпуска отчета МЭА Monthly Gas Statistics, с данными по добыче и потреблению газа в странах ОЭСР за девять месяцев, с коррекцией на полный год и с учетом доли этой группы стран в мировой добыче и потреблении.

Суммарная добыча природного газа странами группы ОЭСР за январь-сентябрь 2019 года выросла на 6,7% по сравнению с тем же периодом 2018-го. Наибольший рост отмечен в Северной Америке за счет увеличения добычи в США (на 8,1%), а также в регионе АТР благодаря Австралии (+17,2%). В Европе произошло падение добычи на 21,5% в результате продолжавшегося снижения производства в Норвегии (на 32,1%) и в Нидерландах (на 20,4%).

Доля ОЭСР в мировой добыче газа в течение последнего десятилетия составляет 36–37%. Принимая во внимание среднегодовой рост добычи группы за тот же период, глобальное производство природного газа в 2019 году можно оценить в 4074 млрд м³.

ВЕДУЩИЕ ЭКСПОРТЕРЫ СПГ, млрд м³

Страны	2018 г.	2019 г. (оценка)
Катар	105	103
Австралия	92	108
США	31	51
Малайзия	33	21 (1 полугодие)
Россия	27	39
Мир	431	490

Источник: 2018 г.: – BP Statistical Review Of World Energy; 2019 г. – IEЕJ; США – EIA; Россия – Минэнерго и МЭР; Австралия и Катар – из отчета Министерства энергетики Австралии

ЦЕНЫ НА ГАЗ НА ОСНОВНЫХ РЫНКАХ В 2019 Г., \$/млн БТЕ

Рынок	Январь-март	Апрель-июнь	Июль-сентябрь	Октябрь	Ноябрь	В среднем за 11 мес.
Европа	6,15	4,28	3,83	5,06	5,15	4,90
США	2,91	2,56	2,39	2,33	2,65	2,57
Япония	11,70	10,15	10,38	9,98	9,98	10,44

Источник: Всемирный банк

Почти 57% «голубого топлива» было извлечено из недр в пяти крупнейших газодобывающих странах, список которых возглавляют США и Россия. За ними, с большим отрывом, следуют Иран, Катар и Канада (см. «Мировая добыча, крупнейшие газодобывающие страны»).

В США по итогам года ожидается рост добычи товарного газа на 10%, до 1023,2 млрд м³. После переработки объем сухого газа составит 952 млрд м³. Около 70% сухого газа формируется добычей из сланцевых месторождений. В течение следующих двух лет ожидается увеличение производства сланцевого газа на 10%.

Рост добычи газа в США связан с большими объемами попутного газа, поступающего из нефтяных скважин сланцевых месторождений. Попутный газ пяти основных регионов сланцевой добычи нефти составляет около 12% суммарного производства «голубого топлива» в стране. Недостаток трубопроводных мощностей ведет к росту объемов сжигания газа. По данным EIA, в 2018 году на факелах был сожжен рекордный объем попутного газа – 13 млрд м³. Несомненно, что в 2019 году, с увеличением добычи нефти, этот рекорд будет побит.

В России, по данным ЦДУ ТЭК, в январе-ноябре добыча газа выросла на 2,2%. В 2019–2022 годах она будет находиться в диапазоне 720–740 млрд м³, в 2022–2024 рост продолжится преимущественно за счет добычи на востоке страны. Добыча «Газпрома» была стабильной, среди независимых производителей наибольший рост показала «Газпром нефть», нарастившая производство в январе-ноябре на 17,4%.

В Иране, на месторождении Южный Парс в Персидском заливе на границе с Катаром, введены в эксплуатацию четыре очередные фазы развития. К марту следующего года, по словам министра нефти страны, суточная добыча газа достигнет 750 млн м³.

Катар вышел из состава ОПЕК с намерением полностью сосредоточиться на газе и поднять мощность производства СПГ с 77 млн до 110 млн тонн в год и, соответственно, увеличить добычу газа до 6,7 млн барр.н.э./сут.

В Канаде 98% газа добывается в самых западных провинциях страны. Более 70% поступает из сланцевых месторождений и низкопроницаемых пластов газоносных формаций, и лишь 29% – с традиционных

МИРОВАЯ ДОБЫЧА, КРУПНЕЙШИЕ ГАЗОДОБЫВАЮЩИЕ СТРАНЫ, млрд м³

	2018 г.	2019 г.
США (сухой газ)	866	952*
Россия	725,2	740
Иран	239,5	274,7
Катар	175,5	180,0
Канада	172,6	169,6
Мир*	3 868	4 074

* Оценка

Источник: 2018 г. – BP Statistical Review of World Energy; 2019 г. – США – EIA, STEO; Канада – NEB; Россия – предварительные данные ЦДУ ТЭК; Иран – Министерство нефти страны; Катар – Qatar Petroleum

ЗАПАСЫ ГАЗА ПО РЕГИОНАМ НА НАЧАЛО ГОДА, трлн м³

	01.01.2019 г.	01.01.2020 г.
Ближний Восток	80,0	80,4
Северная Америка	14,7	15,4
Латинская Америка	7,8	7,7
Западная Европа	2,7	2,1
Восточная Европа	62,0	64,7
Африка	17,7	17,7
АТР	17,4	17,4
Мир	202,3	205,4

Источник: Oil&Gas Journal

месторождений, производительность которых снижается. В структуре роста добычи канадского газа доминирует сланцевая формация Montney Shale, находящаяся в северо-восточной части Британской Колумбии. В 2019 году добыча из сланцев Montney увеличилась на 16%, до 103 млрд м³. Национальное энергетическое управление Канады прогнозирует дальнейший рост добычи из сланцев, с увеличением его доли в суммарном объеме до 80% к 2035 году.

ГЛОБАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА

Мировые запасы газа за год изменились незначительно, увеличившись к началу 2020 года всего на 3 трлн м³,

до 205 трлн м³. В региональном плане отмечены рост запасов в Восточной Европе и в Северной Америке и снижение в Западной Европе, отражающее их резкое сокращение в Нидерландах (см. «Запасы газа по регионам на начало года»).

Около 64% мировых запасов газа сосредоточено в пяти странах, список которых возглавляет Россия (см. «Пять лидеров по запасам газа»). Последняя официально озвученная оценка запасов газа РФ по категории ABC₁ (49,5 трлн м³) относилась к началу 2014 года. Исходя из ежегодных данных о приростах и добыче, с допущением 100%-ного воспроизводства добычи газа в 2019 году, запасы на начало 2020 года можно оценить в 50,7 трлн м³ (см. «Расчет запасов газа России»).

ПЯТЬ ЛИДЕРОВ ПО ЗАПАСАМ ГАЗА, трлн м³

Лидеры	01.01.2018 г.	01.01.2019 г.	01.01.2020 г.
Россия	50,6	50,7	50,7*
Иран	33,7	33,8	33,9
Катар	24,0	23,9	23,9
Туркменистан	17,5	7,5	9,9
США	13,1	14,3	12,4
Мир	196,8	202,2	205,4
Доля пяти стран в мировых запасах	63,3 %	63,8 %	63,7 %

Источник: Oil&Gas Journal; * запасы России – расчет по данным Минприроды; запасы США – EIA 2019

РАСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА РОССИИ

Запасы на 01.01.2014 г.	49,5 трлн м³ (сообщение Роснедр)
Добыча в 2014 г.	642,1 млрд м³ (Минэнерго)
Прирост запасов в 2014 г.	1250 млрд м³ (Роснедра)
Прирост запасов сверх восполнения добычи	608 млрд м³
Запасы на 01.01.2015 г.	50,11 трлн м³
Добыча в 2015 г.	635,5 млрд м³ («Интерфакс»)
Прирост запасов в 2015 г.	1 095 млрд м³ (ГКЗ РФ)
Прирост запасов сверх восполнения добычи	460 млрд м³
Запасы на 01.01.2016 г.	50,57 трлн м³
Добыча в 2016 г.	640 млрд м³ (ЦДУ ТЭК)
Прирост запасов в 2016 г.	701 млрд м³ (Минприроды)
Прирост запасов сверх восполнения добычи	61 млрд м³
Запасы на 01.01.2017 г.	50,63 трлн м³
Добыча в 2017 г.	691 млрд м³ (Минэнерго)
Прирост запасов в 2017 г.	890 млрд м³ (Минприроды)
Прирост сверх восполнения добычи	199 млрд м³
Запасы на 01.01.2018 г.	50,8 трлн м³
Добыча в 2018 г.	733 млрд м³ (Минэнерго)
Прирост запасов в 2018 г.	673 млрд м³ (Минприроды)
Прирост сверх восполнения добычи	60 млрд м³
Запасы на 01.01.2019 г.	50,7 трлн м³
Добыча в 2019 г.	740 млрд м³ (предварительно)
Прирост запасов в 2019 г.	?
Запасы на 01.01.2020 г.	50,7 трлн м³ (оценка)

Источник: составлено автором

ДИНАМИКА ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА США, трлн м³

	на 01.01. 2018 г.	На 01.01.2019 г.
Свободный газ	10,3	10,9
Попутный газ	2,8	3,4
Всего доказанные запасы газа	13,1	14,3
в т.ч. из сланцев	5,0	9,7

Источник: EIA «U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2018»
(December 13, 2019)

Согласно опубликованному EIA в декабре 2019 года ежегодному отчету по запасам, в структуре доказанных запасов США на конец 2018 года более 68% составляет сланцевый газ. Его объем за год резко увеличился, что связывается с ростом запасов попутного газа в недрах нефтяных месторождений (см. «Динамика доказанных запасов газа США»).

ТЕРРИТОРИЯ ГАЗА 2019...

Газовый рынок отличается большей предрасположенностью к конфликтным ситуациям, чем нефтяной. Основная причина этого – в способе торговли. Если международные поставки нефти более чем на 80% осуществляются морем, то более 55% торговых потоков газа, несмотря на бурное развитие сектора СПГ, все еще идет по газопроводам. Иногда они пересекают не одну границу, и поэтому бесперебойность поставок связана с транзитными обязательствами промежуточных стран.

Европа всегда была особенно уязвима с точки зрения безопасности газоснабжения, так как поставки газа в этот регион на 75% осуществляются по трубопроводам, преимущественно из России. Транзитные осложнения на границе Европы вспыхивали не раз. В 2019 году конфликта удалось избежать. Менее чем за две недели до истечения срока действия договоров между «Газпромом» и «Нафтогазом» на поставку и транзит российского газа через Украину стороны подписали протокол договоренностей о продолжении транзита и урегулировании взаимных требований. Подписание нового пятилетнего контракта на транзит газа через Украину в Европу стало одним из наиболее ярких событий 2019 года в газовой сфере.

Среди других примечательных новостей следует упомянуть, что в январе 2019 года Египет, Израиль, Иордания, Кипр, Греция, Палестина и примкнувшая к ним Италия на совещании в Каире приняли решение об учреждении The Eastern Mediterranean Gas Forum (Газового форума Восточного Средиземноморья) – постоянно действующей организации, цель которой заключается в создании единого газового рынка региона.

В мае Американский нефтяной институт (API) и базирующаяся в Лондоне Международная ассоциация нефтегазопроизводителей (IOGP) выпустили совместную резолюцию о мерах по увеличению экспорта американского СПГ в страны Евросоюза. Разработаны соответствующие детальные рекомендации отдельно для США и ЕС с целью решения этой задачи.

В июне «Роснефть» в Венесуэле заключила договор, согласно которому российской компании предоставляются налоговые каникулы на производство и экспорт газа с месторождений Patao и Mejillones на восточном шельфе страны. Кроме того, «Роснефть» претендует на вхождение в проект по разработке нового газового блока Deltana 5.

Начались поставки СПГ в рамках проектов Camerun LNG (США, Total) и Prelude FLNG (Австралия).

Эстония и Финляндия завершили строительство Балтийского интерконнектора протяженностью 140 км и мощностью 2,6 млрд м³ в год.

В России запущены трубопровод «Сила Сибири» и «Турецкий поток», однако новые санкции США против «Северного потока – 2» вынудили швейцарскую компанию Allseas приостановить работу трубоукладчиков.

На шельфе Кипра компания ExxonMobil скважиной Glaucus-1 открыла новое значительное месторождение газа.

Нигерия подписала крупное соглашение с международными нефтяными компаниями на расширение производства СПГ на 30%.

Chevron из-за низких цен на газ, упавших до уровня 1999 года, списал свои американские газовые активы на сумму \$11 млрд.

31 декабря получен первый газ на месторождении Левиафан, крупнейшем в Восточном Средиземноморье. Значение этого события вышло за региональные рамки, оживив идею строительства Восточно-Средиземноморского газопровода. 2 января 2020 года министры Греции, Израиля и Кипра подписали окончательное соглашение по сооружению трубы протяженностью 1900 км по дну моря в Грецию и далее в Европу. 



Дилеммы боливийской газовой промышленности

ПАВЕЛ РАМИРЕС

Филиал «Газпром интернэшнл» в Боливии

АНДРЕЙ КОЛПАКОВ

ООО «Газпром экспорт»

Первый президент Многонационального Государства Боливия Эво Моралес Айма 10 ноября 2019 года добровольно покинул свой пост. Он сделал, кажется, невозможное для политика с национально ориентированными левыми взглядами: за 13 лет правления обеспечил стабильный рост экономики. В 2005 году, когда Моралес пришел к власти, ВВП страны составлял \$9 млрд, а в 2019 году он увеличился до \$40 млрд. По темпам роста ВВП за 2019 год (3,9%) Боливия занимала лидирующую позицию в регионе.

За период правления Моралеса валюта страны боливiano обрела стабильность. Эво досталось государство, где курс боливiano к доллару равнялся 8:1. Он добился укрепления валюты, ее курс в 2019 году составлял 6,96 боливiano за доллар и не менялся с 2011 года. Таким образом, он вернул доверие к боливiano, о чем свидетельствует доля депозитов в национальной валюте до начала политического кризиса – 88%.

Вторым и не менее важным результатом его правления явилось снижение уровня бедности с 38 до 15%. Боливия до недавнего времени считалась одной из бед-

нейших стран Латинской Америки, а ее экономика зачастую сопоставлялась с беднейшим государством мира – Гаити.

Нельзя не отметить и снижение уровня безработицы с 8,1 до 4,2%, а также увеличение минимального размера оплаты труда с \$60 до \$310 в месяц.

Доходы горной и в особенности газовой промышленности страны в результате национализации были направлены на пополнение государственного бюджета. С 2006-го по 2015 год были максимизированы прибыли от высоких мировых цен на экспортируемое сырье. За тот же период,

Расхождения, содержащиеся в статье, являются личным мнением ее авторов, которое не обязательно совпадает с позицией компаний Группы «Газпром»

несмотря на экономический кризис 2008 года, госдолг Боливии сократился почти вдвое – с \$57 до \$31 млрд, а в 2018 году он составил \$34 млрд.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ БОЛИВИИ

Природный газ стал играть значительную роль в экономике Боливии относительно недавно, после открытия новых газовых месторождений в конце 1980-х и начале 1990-х годов. Эти открытия помогли стране в экономическом восстановлении после череды серьезных экономических потрясений предыдущих десятилетий – гиперинфляции и рецессии, которые впоследствии усугубились обвалом на мировом рынке олова (основного экспортного товара Боливии тех лет).

Развитию газовой промышленности в 1980-е годы способствовали восстановление гражданского управления, приватизация государственных предприятий и частные инвестиции.

Закон об углеводородах № 1689 от 30 апреля 1996 года предусматривал снижение НДПИ для новых проектов с 31 до 18% и предоставление недропользователям права на сбыт добываемых углеводородов. Это дало толчок инвестициям в разведку, что привело к открытию таких крупных месторождений, как Margarita-Huacaya, Sabalo и Incahuasi.

В начале 2000-х иностранные компании оказались главными бенефициарами налогового режима в нефтегазовой отрасли, получая сверхприбыль от эксплуатации газовых месторождений страны. Правительство Боливии заявило о планах строительства газопровода до чилийского побережья и сбыта газа в Чили по низкой цене ради возможности экспорта СПГ в США.

МЯГКАЯ НАЦИОНАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ

Оппозиционный на тот момент лидер партии «Движение к социализму» (Movimiento al Socialismo, MAS) Эво Моралес выдвинул социально-экономическую программу по возвращению боливийскому народу контроля над природными ресурсами. Такой контроль рассматривался им как необходимое условие для индустриализации страны и улучшения условий жизни народа, обеспечения доступа населения к «голубому топливу». Предлагаемая Моралесом политика получила поддержку среди широких масс населения.

Переговоры по поставкам газа в Чили вызвали всплеск недовольства и стали причиной беспорядков, известных как газовый конфликт, следствием которого стала отставка президента Гонсало Санчеса де-Лосада в 2003 году.

Заменивший его вице-президент Карлос Меса провел референдум по вопросам установления новых условий для нефтегазовой промышленности. Проект обновленного закона «Об углеводородах» вводил прямой налог на данный вид сырья в размере 32%. Он устранял действующие на тот момент концессии и обязывал компании переходить на сервисные контракты. Проект закона № 3058 «Об углеводородах» был подготовлен предста-

вителями партии MAS и одобрен Национальными Конгрессом и Сенатом 29 марта 2005 года.

Однако, несмотря на это, находясь под давлением транснациональных компаний, Карлос Меса воздержался от ратификации закона и призвал Конгресс внести в него поправки, исключающие распространение закона на действующие концессии. Впоследствии проект закона № 3058 был одобрен по умолчанию, а Карлос Меса (кстати, основной противник Моралеса на выборах 2019 года) оказался вынужден подать в отставку под давлением возобновившихся манифестаций.

После добровольной отставки президента Карлоса Месы и проведения внеочередных выборов новым президентом Боливии стал Эво Моралес Айма. Новый закон не обеспечил фактический переход государству права собственности на углеводороды на устье скважины и контроль над процессом их распределения и сбыта. Поэтому для обеспечения полного перехода углеводородов в собственность государства 1 мая 2006 года Эво Моралес выпустил дополнительный президентский указ о национализации нефтяной и газовой промышленности Боливии.

Национализация коснулась более 20 иностранных компаний, среди которых были французская Total, испанская Repsol, британская BP, американская ExxonMobil и бразильская Petrobras. Согласно указу президента Моралеса, эти компании были обязаны вернуть полученные лицензии на разработку газовых месторождений и в течение 180 дней заключить с государственным нефтегазовым концерном новые соглашения. Так, к октябрю 2006 года государством было переподписано 44 операционных контракта.

Указ увеличил участие государства в перераспределении доходов нефтегазовых компаний с 50 до 82%. Ранее это участие заключалось в прямом налоге на добычу углеводородов (32%) и НДПИ (18%). Указ подключил к распределению прибыли государственную нефтегазовую компанию Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos (YPFB). С этого момента на YPFB возложили контроль и управление добычей, транспортировкой, хранением, распределением и реализацией нефти и газа. Таким образом, отрасль приобрела законченную вертикально интегрированную структуру.

В 2009 году данные принципы недропользования были дополнительно закреплены в новой Конституции Боливии. Усиление государственного контроля над природными ресурсами страны способствовало укреплению ее бюджета. Постепенно восстановился и приток инвестиций (см. «Динамика инвестиций в нефтегазовую отрасль Боливии»).

Однако структура инвестиций имела одну особенность: иностранные инвесторы начали избегать вложений в разведку, максимизируя инвестиции в разработку уже открытых месторождений. Риски ГРП взяла на себя YPFB и ее дочерние компании.

ЗАПАСЫ ГАЗА

Боливия занимает третье место в Латинской Америке по доказанным запасам природного газа. По данным CEDIGAZ на 2018 год они составляли около 300 млрд м³.

ДИНАМИКА ИНВЕСТИЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ БОЛИВИИ

\$млн в ценах 2018 года



Источник: YPFB, Министерство углеводородов Боливии, Alfred

Правительство страны заказало канадской компании Sproule аудит запасов по состоянию на начало 2018 года. По результатам аудита было подтверждено наличие доказанных запасов в объеме около 303 млрд м³. Данного объема хватает на 14 лет при текущих темпах добычи.

В конце ноября 2019 года новый министр углеводородов Виктор Уго Самора опроверг данную цифру и публично сообщил, что запасы природного газа на самом деле на 17% меньше официальных данных и составляют 253 млрд м³.

Необходимо отметить, что динамика бурения поисковых скважин значительно снизилась с момента национализации отрасли (см. «Количество пробуренных разведочных скважин»).

Впоследствии, в условиях высоких цен на сырье, темп бурения поисковых скважин ускорился, но снова упал после обвала котировок на мировом рынке нефти в 2014 году.

В ответ на данный вызов боливийское руководство предприняло меры по стимулированию инвестиций в разведку и добычу углеводородов. Закон № 767 от 11 декабря 2015 года ввел доплату в виде государственной субсидии компаниям на каждый дополнительно добытый баррель газового конденсата или нефти.

Для этого был учрежден специальный фонд, в который направлялось 12% от сбора прямого налога на добычу углеводородов. Регламент применения закона № 767 с детальным описанием формулы расчета размера субсидий и процедуры оплаты был одобрен президентским указом от 6 июля 2016 года.

Однако, несмотря на попытки боливийского государства сбалансировать ситуацию, возникшую из-за резкого снижения цен на нефть, эффект от этой законодательной инициативы был ограниченным.

На наш взгляд, слабым пунктом закона стало отсутствие уверенности инвесторов в том, что упомянутый фонд в долгосрочной перспективе будет располагать достаточным количеством средств для выплаты субсидий. В случае отсутствия средств в фонде государство обязалось проводить оплату ценными бумагами (налоговые кредит-ноты), которыми можно было оплачивать имеющиеся налоги. Их также можно было продать на вторичном рынке с дисконтом. Но гарантийный механизм активно не используется и может повлечь риски обесценения ценных бумаг за счет возможной девальвации или отсутствия спроса на рынке.

Консервативные компании при принятии инвестиционного решения о проведении ГРП не учитывают субсидии, поскольку право на их безусловное получение и срок действия окончательно определяется государством при объявлении о коммерческой значимости открытия на основании ценового прогноза Национального агентства углеводородов Боливии. Таким образом, уже после понесенных затрат на ГРП могут появиться разногласия с правительством относительно оценки значимости проекта.

Закон № 767 тем не менее является привлекательным для низкорисковых инвестиций в разработку, ведь право на субсидии не пересматривается. Размер субсидий

КОЛИЧЕСТВО ПРОБУРЕННЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Год	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Кол-во	21	23	28	11	8	10	11	1	2	3
Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Кол-во	2	0	3	8	7	7	8	7	5	8

Источник: Jubileo, YPFB

определяется только двумя индикаторами, не зависящими от боливийского государства, – ценами на нефть марки WTI и приростом добычи жидких углеводородов.

ПОПЫТКИ УВЕЛИЧИТЬ ДОХОДЫ

Одновременно правительство Боливии попыталось максимизировать доходы государства от сбыта углеводородов. Оно ограничило затраты, подлежащие возмещению в рамках сервисных контрактов, путем установления максимальных ценовых пределов на каждый вид нефтегазовых услуг. Это было закреплено 9 августа 2017 года в Президентском указе №3278. Данная инициатива застала нефтегазовые компании врасплох. Чтобы сбалансировать ситуацию, 20 ноября 2017 года был выпущен Президентский указ №3398, в соответствии с которым ценовые ограничения распространялись только на те субподрядные контракты, которые были подписаны начиная с 1 мая 2018 года. Кроме того, допускалось присвоение работам статуса приоритетного проекта, что также освобождало от необходимости соблюдать ценовые пределы и предоставляло возможность нефтегазовым компаниям заключать с субподрядчиками контракты на безтендерной основе.

ДОБЫЧА И ПОТРЕБЛЕНИЕ

Однако основным фактором, который повлиял на успешность политики стимулирования ГРП и добычи, стала дестабилизация спроса на боливийский газ в 2016 году.

Боливия занимает третье место в Южной Америке (после Аргентины и Бразилии) по объемам добычи газа. Так, по данным CEDIGAZ, в 2018 году в стране было добыто 19,1 млрд м³ природного газа, что на 6% меньше, чем в 2017 году (20,2 млрд м³). На внутреннее потребление в 2018 году было использовано 3,99 млрд м³, что на 5% больше, чем в предыдущем году (3,8 млрд м³), и на 33% больше, чем в 2016 году (3 млрд м³).

Стоит отметить, что общий рост потребления газа происходит как за счет увеличения спроса со стороны домохозяйств, так и благодаря его использованию для заправки транспорта. Автомобильный парк Боливии в последние пять лет характеризуется значительными

темпами роста, а около 25% транспортных средств используют природный газ. Это, по оценкам правительства, ежегодно экономит стране более \$275 млн.

Крупнейшими месторождениями (по объемам добычи) на территории Боливии являются: Margarita-Huacaya (31,9% национальной добычи), Sabalo (24%), Incahuasi (15%) и San Alberto (7%). Остальные 23% производства обеспечиваются малыми месторождениями. За исключением Margarita-Huacaya и Incahuasi все месторождения находятся на зрелой стадии эксплуатации, и добыча, на них постепенно снижается.

ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА

В 1972 году был пущен первый в Боливии экспортный газопровод Santa Cruz – Yacuiba протяженностью 529 км, по которому газ начал поставляться в Аргентину.

Общая длина магистральных газопроводов на территории страны составляет 4,3 тыс. км. Операторами газотранспортной инфраструктуры являются YPFB Transporte, Transierra и Gas TransBoliviano SA. Под управлением YPFB Transporte находятся три основные газотранспортные системы:

- ♦ Южная (основные газопроводы: Taquiperenda – Cochabamba, Tarabuco – Sucre, Sucre – Potosí, Villamontes – Tarija);
- ♦ Западная (основные газопроводы: Gasoducto al Altiplano и Carrasco – Cochabamba);
- ♦ Экспортная (включает газопроводы Carrasco – Yacapani, Yacapani – Colpa, Santa Cruz – Yacuiba, подключенные к экспортным газопроводам).

Transierra является оператором газопровода Yacuiba – Rio Grande протяженностью 430 км и пропускной способностью 6,4 млрд м³ в год (с возможностью расширения до 12,4 млрд м³ в год). Эта магистраль соединяет основные газодобывающие мощности на юге страны с экспортным газопроводом Gasbol (Боливия – Бразилия).

Газопровод Боливия – Бразилия является самым длинным в Южной Америке (3150 км). Он строился в два этапа – первая ветка длиной 1418 км начала работу в 1999 году, вторая протяженностью 1165 км – в 2000 году. Пропускная способность магистра-

ли – 11 млрд м³ газа в год. Компания Gas TransBoliviano SA выполняет функции оператора боливийского участка газопровода Gasbol.

Поставки боливийского газа в Аргентину производятся по трубопроводам Santa Cruz – Yacuiba (GSCY) пропускной способностью 1,5 млрд м³ в год и Madrejones – Campo Duran мощностью 1,3 млрд м³ в год. В 2011 году введен в эксплуатацию газопровод Juana Azurduy (GJA) пропускной способностью 7,7 млрд м³ в год и протяженностью 48 км (в том числе 13 км по территории Боливии). В перспективе Juana Azurduy будет соединен со строящейся на севере страны газопроводной системой Gasoducto del Noreste (GNEA) протяженностью 1,5 тыс. км.

ЭКСПОРТ И ИМПОРТ

Боливия – крупнейший экспортер трубопроводного газа в Южной Америке. Основная часть добытого в стране газа поставляется в Бразилию и Аргентину. В 2018 году экспорт в Бразилию составил 8,1 млрд м³, что на 7% меньше, чем в 2017 году (8,7 млрд м³). Поставки в Аргентину в 2018 году также уменьшились по сравнению с 2017 годом (на 9%) и составили 7,01 млрд м³ (см. «Экспорт природного газа из Боливии в 2013–2018 гг.»).

Поставки производятся на основе долгосрочных контрактов: в Бразилию – между YPF и Petrobras сроком до 2019 года; в Аргентину – между YPF и Energia Argentina SA сроком до 2027 года.

В настоящий момент в связи с отсутствием выхода к морю Боливия экспортирует только трубопроводный газ. Однако правительство страны вело переговоры о долгосрочной аренде территории под строительство СПГ-терминалов в Перу и Уругвае. Тем самым Боливия могла бы получить доступ к портам по обе стороны Южной Америки и выйти на другие экспортные рынки. Однако проект был свернут из-за высоких издержек.

Президент Боливии сделал, кажется, невозможное для политика с национально ориентированными левыми взглядами: за 13 лет правления он обеспечил стабильный рост экономики

В соответствии с законом «Об углеводородах» и Конституцией страны, прежде чем направлять газ и газоконденсат на экспорт, YPF обязана обеспечить внутренний рынок. Потому газоконденсат отправляется на внутренний рынок в первую очередь. При этом по Президентскому указу № 27691 от 19 августа 2004 года цена на него для нефтеперерабатывающих заводов строго зафиксирована.

В случае если спрос на экспортных рынках падает, YPF вправе отдать приоритет участкам с самым высоким фактором конденсат-газ для обеспечения спроса со стороны

НПЗ во избежание импорта нефтепродуктов. Такая ситуация складывалась в период с ноября 2016 года по апрель 2017-го и в период с ноября 2018 года по сентябрь 2019-го.

СНИЖЕНИЕ СПРОСА НА ТРАДИЦИОННЫХ РЫНКАХ

Резкое падение спроса на боливийский газ со стороны Аргентины связано с увеличением добычи на нетрадиционных месторождениях природного газа (их разработка пользуется поддержкой со стороны государства) и экономической рецессией, которая имеет место в стране на протяжении последних лет.

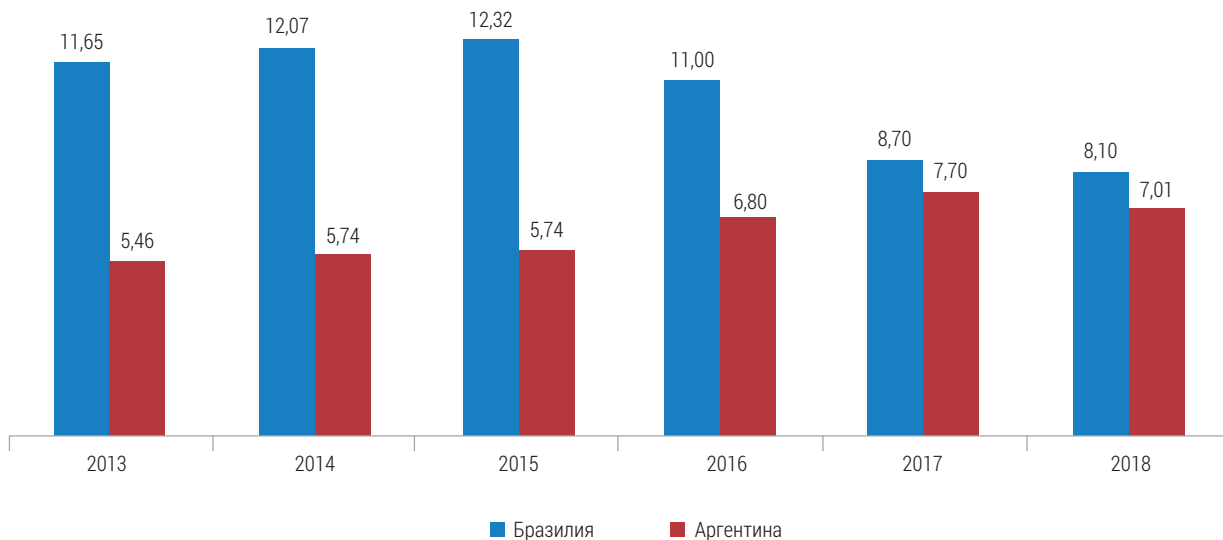
Результатом снижения спроса в Аргентине стал временный пересмотр условий Соглашения о реализации газа между YPF и IEASA на 2019–2020 годы. Гарантированные отборы были снижены с 21 до 10 млн м³/сут. в летний сезон и до 18 млн м³/сут. в зимний. Цена сбыта объемов свыше 10 млн м³/сут. в зимний сезон привязана к премиальной цене СПГ, импортируемого через терминал Escobar. Цена импортируемого СПГ с отгрузкой в зимний сезон 2019 года, применяемая к дополнительным контрактным объемам, составляет от \$6,3/млн БТЕ (мартовский тендер) до \$4,8 (июньский тендер), без учета тарифа за регазификацию в \$0,8/млн БТЕ. А цена на базовый объем для III квартала 2019 года составляла \$6,6/млн БТЕ. Таким образом, сокращение гарантированных отборов не может быть в полной мере компенсировано ожидаемой более высокой ценой сбыта в зимний период.

Отборы по экспортному контракту с Petrobras с конца 2018 года до середины 2019-го в среднем составляли 12 млн м³/сут., в то время как контрактные гарантированные отборы равнялись 30 млн м³/сут. Снижение поставок было обусловлено дополнительным объемом электроэнергии, производимой бразильскими ГЭС, цены которых ниже, чем у ТЭЦ. Помимо этого, часть боливийского трубопроводного газа в Бразилии замещается импортируемым СПГ с более конкурентоспособной ценой. Бразильское правительство 24 июля запустило программу «Новый рынок газа», которая преследует цель снизить цену на газ до 40% на следующие два года за счет демополизации отрасли, чтобы стимулировать инвестиции в другие сектора экономики.

Единственное контрактное условие, которое защищает интересы боливийской YPF, – это положение «бери-или-плати». Оно действует при отборах ниже 24 млн м³/сут. Необходимо отметить, что условия традиционных экспортных соглашений YPF не позволяют боливийской компании оперативно и эффективно реагировать на волатильность спроса на рынках соседних стран. Это связано, прежде всего, с отсутствием возможности переориентировать невыбранный газ другим поставщикам, так как заявки на поставку направляются за день до даты отгрузки.

YPF активно ведет переговоры с Petrobras по снижению уровня гарантированных отборов. Текущий уровень дает бразильской компании излишнюю гибкость в ущерб коммерческим интересам боливийской корпорации.

ЭКСПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ БОЛИВИИ, 2013–2018 гг.

млрд м³

Источник: CEDIGAZ

27 декабря 2019 года YPFB и Petrobras достигли принципиальной договоренности о снижении гарантированных отборов с 30 до 20 млн м³/сут. и о переходе на новую формулу ценообразования с привязкой к мировым ценам на газ. Это, скорее всего, подразумевает цены СПГ, импортируемого в Бразилию. Цена сырья, поставленного в соответствии с Соглашением о реализации газа, за вычетом транспортных расходов составила \$5,2–5,9/млн БТЕ. Аналогичный показатель для спотового газа равнялся \$3,9. Стороны договорились составить соответствующее дополнение к Соглашению до конца февраля 2020 года. Таким образом, для YPFB откроется возможность подписать соглашение с гарантированными объемами с другими бразильскими компаниями.

СОТРУДНИЧЕСТВО С РОССИЕЙ

Боливия представляет один из приоритетных для ПАО «Газпром» регионов в Южной Америке в плане приобретения нефтегазовых активов и освоения новых перспективных рынков. В настоящее время в стране работает представительство Gazprom International (г. Санта-Крус).

Сотрудничество с Боливией строится на основе подписанного 21 февраля 2007 года Меморандума о взаимопонимании между «Газпромом» и YPFB по следующим направлениям: добыча, транспортировка и переработка природного газа, научно-техническое сотрудничество.

В мае 2008 года «Газпром» в лице Gazprom EP International и дочерняя компания Total – Total E&P Bolívie – достигли соглашения о возможном вхождении

российской стороны в проект по разведке и разработке углеводородов на участках Ипати (Ipati) и Акио (Aquio).

Проект по освоению данных участков реализуется совместно компаниями Total E&P Bolívie (оператор, 50%), Gazprom EP International (20%), Tecspectrol de Bolivia S.A. (дочерняя структура аргентинской Tecspectrol, 20%) и YPFB Chaco (100%-ная дочерняя структура YPFB, 10%) на условиях операционных контрактов, заключенных на период до 2038 года (по Ипати) и 2042 года (по Акио).

Лицензионные участки Ипати (237,5 км²) и Акио (254 км²) находятся в южной части Боливии, в 40 км к северо-западу от населенного пункта Камири и примерно в 290 км к югу от г. Санта-Крус-де-ла-Сьерра. Основные поисковые объекты – формации Уамампампа (Huamampampa) и Санта-Роса (Santa-Rosa). Извлекаемые запасы блоков Ипати и Акио, по данным оператора, оцениваются (на начало 2016 года) в 70,8 млрд м³ газа и 4,8 млн тонн газоконденсата.

Инкауаси-Акио – одно из крупнейших газоконденсатных месторождений, разведанных на территории Боливии. Направления поставок сырья отсюда – экспорт в Аргентину и Бразилию, а также на внутренний рынок.

В апреле 2008 года YPFB и «Газпром» подписали Соглашение об изучении нефтегазового потенциала участка Асеро (Azero) с перспективой последующего проведения геологоразведочных работ и освоения месторождений.

Gazprom EP International, Total E&P Bolívie и YPFB 1 августа 2013 года подписали по участку Асеро сервисный контракт, включающий в себя, в том числе, и устав совместного предприятия (с долями участия: YPFB – 55%, Gazprom EP

International и Total E&P Bolivia – по 22,5%). В случае открытия промышленно значимых залежей СП должно будет осуществлять разработку и добычу углеводородов.

Подписанный контракт вступил в силу в 2014 году, после завершения процедуры ратификации. В настоящее время Total E&P Bolivia и Gazprom EP International ведут на участке геологоразведку. Доли партнеров на данном этапе проекта равные – 50:50%. В феврале 2019 года консорциум приступил к строительству первой поисковой скважины «Ньянкауасу-Х1» на блоке Асеро. Окончание строительства ожидается в 2020 году.

Риски для российских инвестиций в газовую отрасль Боливии, безусловно, выросли с уходом Моралеса, который был известен своими симпатиями к России и лично президенту В. Путину. Данные риски связаны, главным образом, с экономической нестабильностью, высокой вероятностью гиперинфляции и дефолта страны по своим долговым обязательствам.

Пришедшая к власти оппозиция ставит перед собой задачу максимизации иностранных инвестиций, поэтому отказ российского капитала от участия в газовых проектах стал бы непозволительной ошибкой для страны. Об этом 22 ноября заявил и.о. министра углеводородов и энергетики южноамериканской республики Виктор Уго Самора Кастедо на встрече с послом России в Боливии Владимиром Спринчан. Самора сообщил, что переходное правительство страны заинтересовано в продолжении сотрудничества с Россией по энергетическим проектам и «считает их полезными» для экономики.

ВЫЗОВЫ ДЛЯ НОВОГО ПРАВИТЕЛЬСТВА

Будущее газовой отрасли Боливии после ухода Моралеса необходимо рассматривать в контексте глобальных проблем, стоящих перед ней. Новое правительство при условии стабилизации внутривнутриполитической ситуации столкнется с теми же проблемами, с которыми за последние два года столкнулось правительство, возглавляемое Моралесом: падение цен и снижение спроса на боливийский газ со стороны его традиционных покупателей.

Новое правительство страны не сможет рассчитывать на особые отношения с новым правительством Аргентины, которое могло бы по политическим мотивам пойти навстречу Боливии, гарантировав стабильные высокие отборы. Со стороны Бразилии следует также ожидать прагматичного следования своим экономическим интересам в свете объявленной в стране индустриальной политики «Новый рынок газа».

Боливийский газ уже начал конкурировать с аргентинским газом из Вака-Муэрта и с импортируемым в Латинскую Америку СПГ. В перспективе ожидается сильная конкуренция со стороны попутного газа из бразильского месторождения Пресаль. В настоящее время данный газ используется в основном для закачки в продуктивный пласт для повышения нефтеотдачи. Однако в перспективе данный метод станет экономически нецелесообразным, в связи с ростом издержек, а попутный газ будет направляться на внутренний рынок.

Если мировые цены на СПГ не вырастут, Боливии придется пойти на снижение налогового бремени для отрасли или выдачу субсидий. В конечном итоге результат один и тот же – снижение доходов бюджета страны.

Увеличение цен на газ на внутреннем рынке также является непопулярной мерой, на что, скорее всего, новое правительство не решится.

Природный газ стал играть значительную роль в экономике Боливии относительно недавно – после открытия новых газовых месторождений в конце 1980-х и начале 1990-х годов

Новые власти могут последовать примеру прежних правительств и стимулировать инвестиции посредством приватизации отрасли и ее либерализации, отказа от политики по сдерживанию инфляции. Однако предпринять данные шаги в среднесрочной перспективе непросто, принимая во внимание, что основные принципы работы боливийской газовой промышленности прописаны в Конституции страны. Для изменения Основного закона потребуется проведение референдума, а изменение закона «Об углеводородах» невозможно в условиях сохраняющегося большинства партии Эво Моралеса «Движение к социализму» в Многонациональной ассамблее Боливии. Поэтому быстрых изменений в социально-экономической системе страны, унаследованной оппозицией, ожидать не стоит.

Вместе с тем текущий политический кризис может принять долгосрочный характер, что не позволит провести реформы для повышения конкурентоспособности газовой отрасли Боливии на международном рынке. Отрицательные эффекты политической дестабилизации в стране уже дают о себе знать. В первые дни после отставки Эво Моралеса прошли протесты в регионах, где традиционно находится его электорат. В регионе Чапаре Департамента Кочабамба и г. Эль-Альто Департамента Ла-Пас протестующие даже захватили объекты нефтегазовой промышленности.

Компания YPFB сообщила, что с 12 ноября 2019 года подача природного газа по трубопроводу Карраско – Кочабамба на внутренний рынок была временно приостановлена в связи с нештатным падением давления. Не исключено, что имело место повреждение трубопровода.

В этих условиях YPFB направила официальные письма Petrobras и IEASA, информирующие о возможных перебоях в поставках в связи с внутривнутриполитическим кризисом в стране. Данное обстоятельство, безусловно, подрывает репутацию Боливии как стабильного и надежного поставщика природного газа, а IEASA и Petrobras уже приступили к разработке планов замещения боливийского газа. 



Бизнес превыше политики

Как события на Ближнем Востоке отражаются на работе нефтегазовых компаний

ТАТЬЯНА ШМЕЛЕВА

Эксперт Института Ближнего Востока

Несмотря на то, что нынешняя ситуация в сфере политики, экономики и безопасности в некоторых странах Ближнего Востока (Ирак, Ливия, Йемен и Сирия) не располагает к ведению там бизнеса, тем не менее они остаются лакомым кусочком для европейских и американских нефтегазовых компаний. В этих странах их интересуют, прежде всего, значительные углеводородные ресурсы. При этом бизнес зачастую ведется нелегально. А гарантии и защиту иностранным компаниям предоставляют сепаратистские или террористические группировки.

НЕФТЯНИКИ УЕЗЖАЮТ ИЗ ИРАКА

В последние несколько месяцев западные энергетические компании пересматривают свои планы в отношении Ирака на фоне политических волнений и антиправительственных протестов, продолжающихся в стране, а также в свете эскалации напряженности в отношениях между США и Ираном. Так, в мае 2019 года американская нефтяная корпорация *ExxonMobil* решила эвакуировать своих сотрудников из Ирака в связи с ростом напряженности в соседнем Иране. В результате на данный момент никаких полевых американских сотрудников на месторождениях в Ираке уже почти не осталось. Однако это не сказалось на уровне нефтедобычи.

Напомним также, что США усилили экономические санкции в адрес соседнего Ирана и заявили о готовности нарастить свое военное присутствие в регионе. В Тегеране это назвали «политическими играми и психологическим давлением» и на уровне МИД заявили о том, что в их стране к войне не стремятся.

В ночь на 3 января произошло событие, которое потрясло весь Ближний Восток: в результате удара США в районе аэропорта Багдада погиб командующий силами специального назначения «Аль-Кудс» Корпуса стражей исламской революции (КСИР, элитные части ВС Ирана) Касем Сулеймани. Тегеран пообещал Вашингтону жестко ответить на это. Действия американцев, с 29 декабря наносящих удары по шиитским группировкам в Ираке, также вызвали

критику иракских властей и вопрос о правомочности действий коалиции во главе с Вашингтоном. 5 января парламент Ирака принял резолюцию с требованием полного вывода из страны всех иностранных войск. Президент США Дональд Трамп отказался это сделать, пригрозив Багдаду «беспрецедентными санкциями». Все это, разумеется, отразилось на деятельности иностранных компаний в Ираке.

Как сообщило CNN со ссылкой на представителя нефтегазовой корпорации *Chevron*, в свете последних событий данная компания также вывезла с территории Ирака своих американских сотрудников. Это было сделано в качестве «меры предосторожности» из-за обострения ситуации на Ближнем Востоке. «Обеспечение безопасности наших сотрудников и объектов является главным приоритетом для *Chevron*», – подчеркнули в компании. При этом в заявлении не указывается точное число сотрудников, эвакуированных с территории Ирака. По данным CNN, за ходом работ на месторождениях в этой стране будет следить местный персонал, то есть фактически компания не прекращает свое функционирование на территории Ирака.

24 января британская *BP* завершила технические работы на месторождении Киркук в Ираке, считающемся одним из старейших нефтяных полей на Ближнем Востоке. А 25 января агентство Reuters сообщило, что, согласно сведениям сразу трех источников в Министерстве нефти Ирака, *BP* после истечения срока действия контракта на разведку вышла из проекта по освоению нефтяных месторождений провинции Киркук. Новое соглашение о расширении работ на данных объектах не было подписано. Это стало новым ударом по надеждам Багдада на увеличение добычи в северном нефтяном кластере. Тем самым подтвердились слухи, циркулировавшие в Багдаде и касавшиеся передислокации части персонала *BP* в столицу.

Напомним, что в 2019 году *BP* согласилась провести проектно-изыскательские работы на месторождении Киркук. Компания заявила, что ее участие в этом проекте предполагает лишь «техническую поддержку», в отличие от разработки более крупного месторождения – Румайла, где *BP* принадлежит доля. Согласно условиям контракта, компания должна была провести исследования, которые необходимы для увеличения добычи на месторождении до 750 тыс. барр/сут. На сегодняшний день добыча на нем колеблется на уровне около 60 тыс. барр/сут., тогда как в начале 2018 года она составляла 140–150 тыс. барр/сут.

Для Северной нефтяной компании Ирака, только только восстанавливающей потенциал киркукских месторождений, уход такого опытного и компетентного партнера может означать коллапс производственных планов. В результате добыча может не только не увеличиться до 1,5–2 млн барр/сут., как ранее намечалось, а сократиться на 300–400 тыс. барр/сут. по сравнению с текущим уровнем.

Официальный Багдад делал ставку как раз на разведку новых участков и их скорейший ввод в эксплуатацию, поскольку не менее половины скважин на севере Ирака либо серьезно истощены, либо нуждаются в комплексном

ремонте. Если в течение ближайшего времени ситуация не прояснится, Министерству нефти Ирака придется решать, что делать: договариваться с британцами или искать им замену.

ЛИВИЯ: ДВОЕВЛАСТИЕ НЕ ПОМЕХА

Ливия уже долгое время живет в условиях двоевластия. По сути, эта страна оказалась поделенной на Запад и Восток, и в настоящее время там действуют два правительства: признанное международным сообществом Правительство национального согласия (ПНС) под руководством Фаиза Сараджа и восточный кабинет Абдаллы Абдурахмана ат-Тани, который поддерживается Ливийской национальной армией (ЛНА) под командованием фельдмаршала Халифы Хафтара и Палатой представителей (избранный постоянный парламент). Параллельно функционируют и две национальные нефтяные корпорации: (*National Oil Corporation*, ННК) под руководством Мустафы Саналлы со штаб-квартирой в Триполи, а также конкурирующая контора, подчиняющаяся восточным властям и размещающаяся в Бенгази, которую возглавляет Фарадж Саид аль-Хаси. Она оспаривает право управления нефтяными объектами и распределения доходов от экспорта углеводородов.

Даже в условиях недавнего обострения противостояния между Сарражем и Хафтаром нефтедобычу в Ливии не постиг коллапс. По итогам прошлого года общие доходы НОС от продажи нефти, газа и нефтепродуктов составили \$22,5 млрд, что лишь на 8,5% меньше, чем в предыдущем году.

А в минувшем декабре компания была регулярным поставщиком обнадеживающих новостей. В частности, стало известно об увеличении добычи на месторождениях Нафура и Хамада, о возобновлении производства на месторождении Гани с дебитом 5 тыс. барр/сут., о приросте добычи на 2,5 тыс. барр/сут. на месторождении Абу-Аттифель и т.д.

В октябре 2019 года руководитель НОС Мустафа Саналла заявил, что в перспективе пяти лет добыча нефти в Ливии может вырасти до 2,1 млн барр/сут., то есть увеличиться более чем на 60% к достигнутому на тот момент уровню. Если этот план будет выполнен, то Ливия сможет заметно превзойти тот объем добычи, который имелся незадолго до падения режима Муаммара Каддафи (1,6 млн барр/сут.), хотя его планы простирались гораздо дальше: свергнутый в 2011 году и убитый ливийский лидер собирался довести производство до 3 млн барр/сут.

Для реализации данного стратегического плана правительство в Триполи специальным указом приняло «исключительный бюджет», из которого НОС было обещано выделить сумму в размере \$1 млрд.

Несмотря на неспокойную ситуацию в Ливии, работа с иностранными инвесторами здесь достаточно активна и приносит определенные результаты. Например, в декабре 2019 года власти в Триполи одобрили приобретение французской *Total* доли в 16,33% в компании *Marathon Oil* в рамках концессии *Waha Oil*. Предполагается, что *Total* инвестирует в этот проект \$650 млн и увеличит добычу на 180 тыс. барр/сут.

В конце прошлого года российская «Татнефть» возобновила сейсморазведочные работы в бассейне Гедамес, приостановленные в 2014 году. Хотя три года назад глава компании Равиль Маганов говорил, что возобновлять добычную деятельность в Ливии не планируется до полной стабилизации обстановки в стране. Работа на территории Гедамеса велась компанией еще до свержения Каддафи, в рамках заключенного в 2005 году соглашения на разведку и раздел продукции. А вскоре после этого «Татнефть» выиграла тендер на право освоения еще трех нефтяных участков в бассейнах Гедамес и Сирт.

Одновременно с возвращением «Татнефти» Wintershall Aktiengesellschaft (WIAG), совместное предприятие немецкой компании Wintershall Dea и дочерней структуры «Газпрома» Gazprom E&P International, подписало с ливийской НОС соглашения на разведку и раздел продукции в 91-м и 107-м районах бассейна Сирт сроком действия до 2036-го и 2037 года. За операционную деятельность в этом проекте будет отвечать совместное предприятие Sarir Oil Operations, в котором ливийцам принадлежит 51 %, а WIAG – 49%.

Ливийское партнерство «Газпрома» и Wintershall также началось еще при Каддафи: в 2008 году Gazprom E&P International получил 49% в двух концессиях бассейна Сирт, на которых Wintershall разрабатывает девять месторождений еще с 1966 года.

РАЗГРАБЛЕНИЕ СИРИИ

Северо-восточная Сирия обладает богатыми природными ресурсами, особенно ископаемыми видами топлива. В этой области сосредоточено 95% всего сирийского нефтегазового потенциала, включая крупнейшее нефтяное месторождение страны Аль-Омар. До войны в Сирии производилось 387 тыс. баррелей нефти в сутки и 7,8 млрд м³ природного газа в год, что имело большое экономическое значение для страны. На сегодня почти все сирийские запасы нефти, оцениваемые в 2,5 млрд барр, расположены в районе, контролируемом американскими войсками.

Напомним, что в конце октября 2019 года американский президент Д. Трамп сначала заявил о выводе американских военных из района проведения турецкой операции в Сирии. Но, осознав, что турки не собираются вторгаться на северо-восток, он сообщил, что США намерены сохранить контроль над нефтяными месторождениями в данном регионе. Затем председатель Комитета начальников штабов американских ВС генерал М. Милли уточнил, что США собираются удерживать контроль над районом в провинции Дейр-эз-Зор, где расположены нефтегазовые объекты, в том числе газоперерабатывающий завод производительностью почти 50 млн ф³ газа в сутки. Данное предприятие было построено американским нефтегазовым гигантом ConocoPhillips, который эксплуатировал его до 2005 года, то есть до введения санкций президентом США Джорджем Бушем. Тогда наряду с ConocoPhillips Сирию покинули и другие иностранные нефтяные компании, включая Shell.

В ходе нынешней американской оккупации этого района добываемые там нефть и газ уже приносят доходы энергетическим корпорациям США, с которыми

Д. Трамп и его администрация имеют тесные связи. По данным осведомленных источников, США провели встречи с представителями Саудовской Аравии, Египта и курдов, на которых были приняты решения о добыче, переработке и продаже сирийских углеводородов. Причем курды получают значительную долю прибыли. Как утверждается, с 2015 года курды зарабатывают на чужом топливе более \$10 млн в месяц. Сирийский Курдистан экспортирует свою нефть в Иракский Курдистан, в дальнейшем сырье продается Турции. Хотя американские корпорации официально не участвуют в этой схеме, сделка между сирийскими и иракскими курдами была поддержана неназванными «нефтяными экспертами» и «нефтяными инвесторами».

При этом отсутствуют какие-либо подписанные соглашения между курдами в Сирии и Ираке. Фактически их просто поставили в известность о принятом решении и поручили контролировать ситуацию. Источник в Региональном правительстве Курдистана в Ираке (KRG) рассказал изданию NOW News, что курды каждый месяц получают наличные деньги от представителей более 80 иностранных компаний, участвующих в торговле нефтью, большинство из которых находятся в США. То есть происходит фактическое разграбление нефтегазовых запасов на территории Сирии, занятой курдами и американцами.

ЙЕМЕН: ИСТИННАЯ ПРИЧИНА КОНФЛИКТА

Как известно, ситуация в Йемене сейчас очень сложная. Военные действия между повстанцами-хуситами и Саудовской Аравией не прекращаются. И в последние годы добывающий сектор, как и вся экономика страны, переживает кризис, выражающийся в истощении нефтяных месторождений и дефиците инвестиций. Одним из основных действующих лиц в данном конфликте является Королевство Саудовская Аравия (КСО), для которого Йемен, с которым оно имеет общую протяженную границу на юге, особенно важен. Распространение шиитского влияния на этот горный регион Эр-Рияд воспринимает как серьезную угрозу для своей безопасности.

Но есть одна менее традиционная и весьма любопытная точка зрения, почему КСА так заинтересовано в продлении своего пребывания в Йемене. Дело в том, что, согласно анализу космических снимков южноаравийского региона и результатам пробного бурения, в пограничной зоне между Йеменом и Саудовской Аравией может находиться гигантский нефтеносный бассейн. Он может содержать объемы нефти, примерно равные пятой части запасов углеводородов у северного соседа. Поэтому многие аналитики утверждают, что в планах Саудовской Аравии сделать из Йемена своего рода «вассальное государство», которое будет зависеть от нее. Эта версия не далека от реальности, и здесь хотелось бы привести доводы экономиста, доктора политических наук (Принстонский университет) Уильяма Энгдала, а также американского политолога и исследователя Фила Батлера.

«Продолжающийся в Йемене военный конфликт, который западные СМИ недавно внезапно для себя «открыли», как и все конфликты на Ближнем Востоке за прошедшие 100 лет, ведется с подачи англосаксов за контроль над нефтяными ресурсами», – считает Уильям Энгдаль. Однако, учитывая тот факт, что на стороне йеменского государства выступают племенные группы с севера страны, в то время как Саудовская Аравия снабжается оружием практически всеми странами западного мира, определение «конфликт» представляется автору неточным. Скорее, утверждает он, «речь идет о карательной операции, в ходе которой 2,5 млн человек стали беженцами, в то время как еще 20 млн испытывают перебои с доступом к провизии, медикаментам и питьевой воде». Другими словами, происходит геноцид йеменского народа во имя западных и саудовских нефтяных интересов.

При этом Энгдаль обращается к частично рассекреченному и тщательно отредактированному отчету ЦРУ «Нефтяные ресурсы Южного Йемена: химера богатства». ЦРУ указывает на наличие запасов углеводородного сырья в районе бывшей «спорной пограничной нейтральной зоны» между Северным и Южным Йеменом. Уильям Энгдаль вспоминает, что два десятилетия назад он имел возможность во время интервью с неким американским чиновником (имени он не называет) обсудить прогнозы добычи нефти и нефтяной геополитики. Тогда его собеседник сообщил, что некие «пустынные земли между Саудовской Аравией и Йеменом, согласно неопубликованным воздушным и геофизическим исследованиям США, имеют потенциал запасов нефти, который, вероятно, превышает потенциал самой Саудовской Аравии» (а это свыше 270 млрд баррелей нефти).

Американский экономист признает: «Насколько это утверждение является точным, сказать сложно». Однако он напоминает также и о том, что пространство, окруженное Персидским заливом и Красным морем, включая Йемен, является одной из самых тектонически активных зон на нашей планете и обладает большими предпосылками для открытия углеводородов.

Уильям Энгдаль подытоживает: военное противостояние в Йемене, без сомнения, «связано с разделом стратегического контроля над мировой энергетикой». США также опасаются, что в случае попадания потенциальных нефтегазовых месторождений под контроль хуситов Йемен автоматически станет регионом деятельности для российских или китайских нефтяных компаний, которые немедленно начнут проводить серьезную разведку их потенциала.

В свою очередь, Фил Батлер утверждает, что поддерживаемые США военные действия Саудовской Аравии против Йемена не связаны ни с давней межконфессиональной борьбой между суннитами и шиитами, ни с широко обсуждаемой военной кампанией, направленной против влияния «Аль-Каиды» (террористическая организация, запрещенная в России – Ред.) или проиранских хуситов в регионе. По его мнению, несмотря на то, что западные СМИ обычно называют Йемен «сравнительно небольшим» произво-

дителем нефтегазовых ресурсов, «на территории страны расположены значительные запасы нефти и газа, которые Саудовская Аравия и ее союзники хотят контролировать».

Он цитирует секретную телеграмму американского посла Стивена А. Сече от 2008 года, опубликованную на сайте Wikileaks. В ней речь идет о том, что «провинции Шабва, Мариб и Аль-Джауф имеют высокий потенциал для открытия значительных месторождений газа».

Что касается нефти, то Фил Батлер приводит данные Геологической службы США (USGS) за 2002 год, где указано, что «Йемен обладает огромными запасами нефти на шельфе в дополнение к 3 млрд баррелей доказанных запасов».

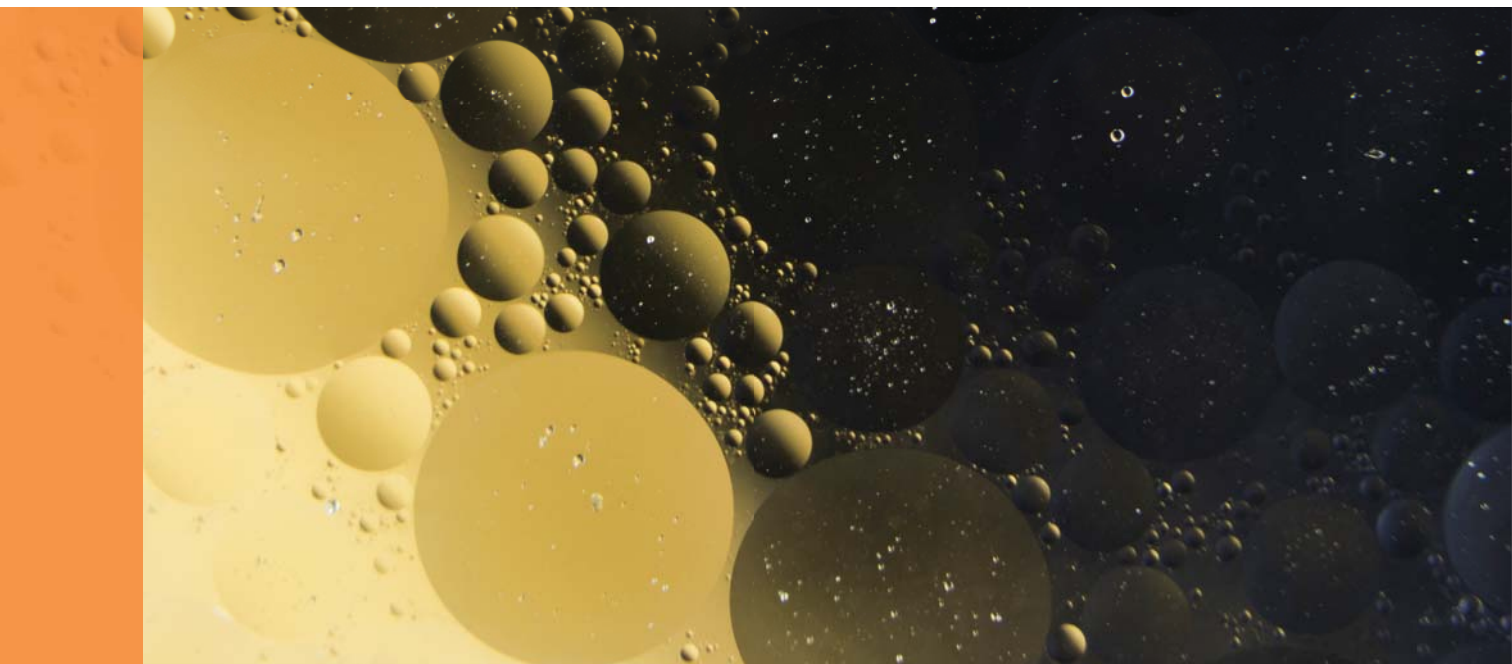
При этом американский политолог утверждает, что «Эр-Рияд постепенно исчерпывает свои сырьевые ресурсы». В одном из предыдущих аналитических докладов для New Eastern Outlook Фил Батлер отмечает: «Учитывая характер нефтяных запасов страны (Саудовской Аравии – прим. автора) и почти неограниченную добычу на протяжении десятилетий, вполне возможно, что у саудовцев они могут просто закончиться». Насколько верна вышеупомянутая информация, утверждать сложно. Но в любом случае территория Йемена является лакомым куском для многих внешних игроков.

До сих пор главными нефтеносными районами Йемена считались бассейн Масила в провинции Хадрамаут и месторождения в провинции Шабва в Южном Йемене. До начала кризиса 2015 года, по данным ряда источников, именно на бассейн Масила приходилось 80% ресурсов «черного золота» страны.

На севере Йемена также имеются месторождения энергоресурсов. Самые крупные из них сосредоточены в бассейне Мариб-эд-Джауф, значительная часть которого находится на территории Саудовской Аравии. По оценкам экспертов, нефть там более качественная, чем на юге страны, поскольку содержит меньшее количество серы.

Однако сейчас нет точных данных относительно общих запасов нефти в стране. Назывались цифры в 3–4 млрд баррелей (или 500–640 млн тонн). По другим сведениям, это более 12 млрд баррелей.

Надо отметить, что даже в самые кризисные моменты добыча энергоресурсов в стране полностью не прекращалась. При этом ряд йеменских и иранских источников указывают на то, что в стране не учитывается нелегальная добыча, осуществляемая различными группировками, в том числе с саудовской помощью. Согласно этим данным, Эр-Рияд активно пользуется помощью одной крупной западной компании, которая формально сократила свое присутствие в Йемене до минимума, но при этом активно помогает «воровать» йеменскую нефть из бассейна Мариб-эд-Джауф. Например, йеменский экономист Мухаммед Абдаррахман Шарафеддин заявлял, что за последние два года саудовские власти «совместно с беглым йеменским президентом Мансуром Хади и его наймитами украли у Йемена 63% его нефтедобычи». Сообщается также о попытках восстановления работы в Центральном и Южном Йемене американской компании ExxonMobil, но пока ни о каких конкретных шагах информации нет. ■



Нефть без серы – это реальность

ГЕНАДИЙ ШМАЛЬ

Президент Союза Нефтегазопромышленников России

АНАТОЛИЙ ЗАМРИЙ

Исполнительный директор МЭАЦ СНГПР

НАТАЛЬЯ ВИКТОРОВА

Старший советник МЭАЦ СНГПР

ЛЕЙЛЯ АЛИЕВА

Аналитик МЭАЦ СНГПР

На сегодняшний день, обессеривание нефти и нефтепродуктов, а также квалифицированное использование выделенных сернистых соединений является одной из важнейших задач комплексной очистки нефти и ее переработки. Формы сернистых нефтяных соединений представлены в виде активной (сера элементарная, сероводород, меркаптаны) и пассивной (сульфиды, дисульфиды, тиофен и др.) серы. Ее содержание варьируется от сотых долей до 8%, в редких случаях концентрация серы превышает 10% по массе. Например, нефть месторождения Роузл Пойнт (штат Юта, США), содержит максимально известное количество серы 14% масс^[1].

Технологии сероочистки сложны и капиталоемки, поэтому высокосернистая нефть продается со скидкой по отношению к малосернистым сортам. Соответственно, от содержания серы в нефти зависят цены на нефтепродукты и с каждым годом требования к ее количеству в топливе ужесточаются. Например, принятый в Европе стандарт Евро-5 ограничивает содержание серы в дизельном топливе уровнем 0,001 %.

СТРАШНОЕ СЛОВО – КОРРОЗИЯ

Наличие серы в нефтяных фракциях, особенно в активной форме, негативно сказывается на их эксплуатационных свойствах, что в дальнейшем приводит к следующим последствиям: повышенное смолообразование, снижение уровня стабильности, ухудшение детонационной стойкости топлив, интенсивное, образование нагаров, значительное увеличение коррозии двигателей и др.

Серосодержащие соединения неравномерно распределяются по фракциям нефти, и, как правило, их концентрация увеличивается с повышением температуры кипения. Наиболее часто сера в нефтепродуктах встречается в следующих формах:

Активная сера (наиболее агрессивная):

- ◆ сера элементарная (до 0,1 % мас. от массы всей нефти);
- ◆ H_2S – сероводород (нефти, содержащие в своем составе сероводород, могут вызвать сильное коррозионное разрушение резервуаров, судов, цистерн и трубопроводов);
- ◆ $R-SH$ – меркаптановые соединения (15% от всех сернистых соединений нефти, одна из самых неблагоприятных примесей нефтепродуктов, так как способствует коррозии, смолообразованию в крекинг-бензинах, а также придает неприятный запах. Содержание меркаптановой серы ограничивается: в дизельных топливах – до 0,01 %, в реактивных – до 0,005 %);

Остаточная сера:

- ◆ $R-S-R$ – сульфиды, $R-S-S-R$ – дисульфиды (50–80% от всех сернистых соединений нефти);
- ◆ C_4H_4S – тиюфен и его гомологи (наиболее химически стабильные неуглеводородные соединения, входящие в состав нефтепродуктов.);
- ◆ карбонилсульфид.

Технологии сероочистки сложны и капиталоемки, поэтому высокосернистая нефть продается со скидкой по отношению к малосернистым сортам

Выбор метода удаления сернистых соединений из нефти и ее фракций в основном определяется технологической и экономической эффективностью, а также отсутствием нежелательных побочных процессов и доступностью реагентов. Существующие технологии обессеривания прин-

ципально можно разделить на два направления: очистка сырой нефти (зона первичных процессов) и очистка нефтяных фракций (зона переработки). Отсутствие универсальной технологии обессеривания говорит о недостатках и разобщенности современных методов. Хотя ниже будут подробнее рассмотрены технологии, основанные на адсорбции, которые можно считать наиболее универсальными для применения в случае как сырой нефти, так и ее фракций и нефтепродуктов.

Технологии зоны переработки при их высокой производительности и эффективности отличает высокая капиталоемкость, энергоемкость, жесткие режимы и связанная с этим высокая категория опасности установок и объектов, а также невозможность очистки от серы с помощью этих технологий сырой нефти.

Выбор метода удаления сернистых соединений из нефти и ее фракций в основном определяется технологической и экономической эффективностью, а также отсутствием нежелательных побочных процессов и доступностью реагентов

На сегодняшний день одной из наиболее освоенных технологий сероочистки нефтяных фракций является гидроочистка, но перспектива дальнейшего развития данного метода находится под сомнением, так как имеет ряд недостатков. Это сложность реализации процесса, недостаточная глубина очистки, использование дорогих катализаторов и большого количества водорода. Данная проблема дала импульс развитию альтернативных направлений сероочистки, среди которых выделяют окисление, экстракцию, осаждение, алкилирование и адсорбцию^[2, 3].

Технологии зоны первичных процессов применяются в основном для очистки и подготовки к транспорту сырой нефти и газоконденсатов.

Для безопасного хранения и транспортировки высокосернистой нефти достаточным условием является удаление из нее сероводорода и меркаптановых соединений C_1-C_2 . Данная проблема может быть решена благодаря селективному извлечению сернистых соединений щелочным раствором или окислением меркаптанов молекулярным кислородом^[4]. Но, к сожалению, такой подход применим исключительно к очистке легких нефтей и газоконденсатов и нецелесообразен в демеркаптанзации тяжелых нефтей (например, нефти Татарстана).

С целью дезодорирующей очистки тяжелой нефти могут найти применение нейтрализаторы, которые в небольших количествах добавляются в сырье (сырую нефть) и селективно реагируют с сероводородом и меркаптанами. При добавлении нейтрализаторов на-

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДМС ПО ОЧИСТКЕ СЫРОЙ НЕФТИ ОТ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ^[6]

Краткое описание		Степень очистки	Примечание
ДМС-1 13 млн т/год		C ₁ –C ₂ меркаптаны – от 600 до 20 ppm; H ₂ S – от 100 до 5 ppm	Очистка только легкой нефти (Тенгизский ГПЗ – 13млн т/год)
ДМС-3 2 млн т/год	1 стадия – защелачивание 2 стадия – окисление (O ₂) катализатор ИВКАЗ температура ≈ 50–55°C давление 0,4–0,5 МПа	Меркаптаны –от 500 до 5 ppm; H ₂ S – от 100 до 5 ppm	Очистка нефтяного сырья с высоким содержанием меркаптанов (Мажейкяйский НПЗ, ТОО «Жаикмунай»)
ДМС-1М		C ₁ –C ₂ меркаптаны –от 300 до 20 ppm; H ₂ S – от 100 до 5 ppm	Очистка тяжелой нефти. Сложность реализации из-за образований эмульсии при защелачивании (СП «Татех»)
ДМС-1МА 2 млн т/год	Окисление при участии катализаторного комплекса 0,01–0,05%-ный раствор аммониевых солей сульфоталацианинов кобальта в 25%-ном водном растворе аммиака (раствор КТК), 30–60°C, 4–10 атм.	H ₂ S – от 500 до 5 ppm	Очистка тяжелой нефти от высокого содержания сероводорода (УПВСН «Кутема» НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть»)

чинается интенсивное взаимодействие с меркаптанами, в результате чего образуются нетоксичные инертные соединения (недостаток: активная нефть переходит в пассивную, но не извлекается, следовательно, нужна дополнительная стадия извлечения).

Наиболее эффективной и промышленно освоенной технологией удаления сероводорода и низкомолекулярных меркаптанов, главным образом из сырой нефти и газоконденсатов признаны процессы жидкофазной окислительной демеркаптанзации

Существуют методы сероочистки нефти и нефтяных фракций путем экстракции растворителями. Данный метод продемонстрирован в работе^[5], в качестве растворителей использовали ацетонитрил, диметилацетамид, диметилсульфоксид, диметилформамид. Явным недостатком подобных процессов выступают ограниченная селективность указанных растворителей на ряду с высокой растворимостью экстрагентов, что является сдерживающим фактором для практической реализации подобных разработок.

Наиболее эффективной и промышленно освоенной технологией удаления сероводорода и низкомолекулярных меркаптанов главным образом из сырой нефти и газоконденсатов признаны процессы жидкофазной окислительной демеркаптанзации. Данный способ сероочистки был успешно применен на установках серии ДМС, разрабо-

танных в ОАО «ВНИИУС»^[6] (см. «Существующие технологии ДМС по очистке сырой нефти от сернистых соединений»).

Таблица иллюстрирует ряд технологий, которые имеют на, наш взгляд, общие недостатки:

- ◆ необходимость отделения очищенного топлива от фазы окислителя;
- ◆ очистка нефти до определенного значения ppm.

Логичным будет предположение о возможности успешного комбинирования двух технологий (окисление + адсорбция) или же проектирование самостоятельной технологии очистки сырой нефти и ее фракций, основанной на адсорбции.

АДСОРБЦИЯ: «МНЕ НЕ НУЖНЫ ПОМОЩНИКИ»

Возможность использования адсорбции как самостоятельного метода очистки или в качестве заключительной стадии сероочистки нефти или ее фракций является весьма привлекательной, так как данная технология позволяет удалить даже остаточное содержание (следы) сернистых соединений. Помимо этого, к достоинствам данного метода можно отнести следующие:

- ◆ низкий уровень капитальных затрат;
- ◆ простота аппаратуры;
- ◆ возможность организовывать процесс при значительно более мягких условиях;
- ◆ безопасность производства (отсутствие высокого давления и температуры)^[7].

Очевидно, как и любой процесс, данный метод очистки имеет ряд своих недостатков: ограниченная сорбционная емкость, периодичность процесса в связи с регенерацией или выделением адсорбента и непосредственно сам процесс регенерации^[8].

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА АДсорбЦИОННОЙ СЕРООЧИСТКИ (ПРОЦЕСС IRVAD)



Оптимальным вариантом реализации процесса является селективная адсорбционная очистка на цеолитах, силикагеле, оксиде алюминия или оксиде цинка, проводимая при атмосферном давлении и умеренной температуре.

Так, авторы патента^[9] проводили очистку дизельной фракции адсорбцией на чистом силикагеле и окиси алюминия в центробежном поле на роторном аппарате. Но главным недостатком описанного метода является периодичность процесса за счет выгрузки адсорбента.

Примером адсорбционной сероочистки может служить процесс IRVAD, разработанный инженеринговой компанией Blackand Veatch Pritchard^[10] (см. «Принципиальная схема адсорбционной сероочистки (процесс IRVAD)»).

Возможность использования адсорбции как самостоятельного метода очистки или в качестве заключительной стадии сероочистки нефти или ее фракций является весьма привлекательной

В технологии IRVAD используется сорбент на основе оксида алюминия. Для увеличения емкости адсорбента его обрабатывают неорганическими промотерами, тем самым увеличивая его селективность. Процесс проводится при низком давлении, но температуре порядка 240°C. По завершении процесса регенерация сорбента осуществляется гидрированием.

Наиболее известным примером адсорбционной сероочистки моторных топлив является технология удаления серы «Phillips S-Zorb» (ConocoPhillips Company, США). Процесс осуществляется в кипящем слое по схеме, сходной с процессом IRVAD, но при более жестких условиях (температура 340–410°C, давление 2–20 бар), что является существенным недостатком технологии,

так как процесс адсорбции предпочтительней проводить в более мягких условиях^[11].

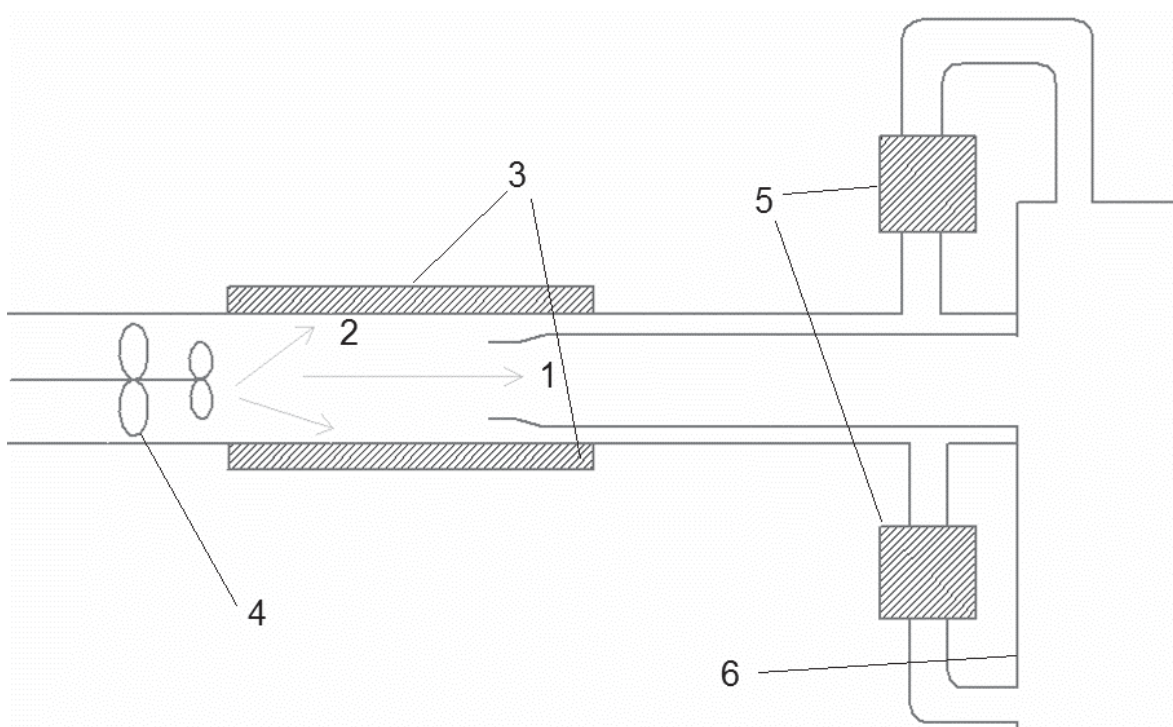
Немалый интерес в области адсорбционной сероочистки нефти представляет технология «умных микроконтейнеров» (УМК). В результате многолетних исследований, проводимых под руководством профессора Виктора Васильевича Ерохина и профессора Глеба Борисовича Сухорукова, были созданы предпосылки для исследовательских и опытно-конструкторских работ по применению данных принципиальных решений в технологиях обессеривания и демееталлизации, наряду с рядом других весьма перспективных направлений. Трансфером технологий в нефтегазовую отрасль, нефтегазохимию и химию, разработками технологий и созданием инновационных установок с 2016 года активно занимается Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза нефтегазопромышленников России.

НАСКОЛЬКО СООБРАЗИТЕЛЬНЫ УМНЫЕ МИКРОКОНТЕЙНЕРЫ?

Свойства УМК, принцип работы и перспективные направления использования подробно уже были описаны в многочисленных публикациях.

Создание специального УМК, предназначенного непосредственно для обессеривания нефти или нефтяных фракций, происходит путем формирования капсулы из соответствующего адсорбента, в структуру которой внедряется ферромагнитная частица. Это дает возможность эффективно управлять процессом – осуществлять адресную доставку УМК с последующим управляемым выведением. Использование адсорбирующих УМК непосредственно в потоке позволяет обеспечивать огромную площадь поверхности контакта фаз активных компонентов с очищаемой средой (и, соответственно, высокую эффективность работы адсорбентов). Также одним из элементов управляемости процесса является возможность применять перемешивающее оборудование, оснащенное

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТИ (НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ) И УМК



магнитными мешалками, обеспечивающими оптимальное равномерное распределение УМК в жидкой фазе, что повышает эффективность работы адсорбента.

Выделение УМК может проходить в две стадии (см. «Принципиальная схема установки разделения нефти (нефтяных фракций) и УМК»).

Первая стадия выделения необходима для удаления основной части отработанных УМК. Для осуществления данного процесса применяется магнитный сепаратор Алиевой-Замрий (САЗ), по принципу действия напоминающий стандартный гидроциклон, который встроен в трубу, отводящую продукт из адсорбера.

Принципиальное отличие заключается в контролируемом процессе сепарации частиц твердой фазы во вращающемся потоке жидкости за счет электромагнитных волн, исходящих от магнита 3, расположенного на внешней стороне трубы. Это обеспечивает сбор УМК у стенок продуктового трубопровода, и благодаря достаточной скорости процесса создается два потока; 1 – целевой очищенный поток, 2 – поток с концентрированным содержанием УМК. Такая технология разделения дает возможность осуществлять процесс вывода и замены адсорбента непрерывно.

Для минимизации потерь углеводородного сырья в качестве заключительной стадии используются магнитные фильтры 5. Принцип их действия максимально прост: магнитный фильтр на основе постоянных магнитов удаляет все ферромагнитные и парамагнитные частицы размером до 1 мкм. Кроме того, удаляются

немагнитные частицы, связанные с ферромагнитными. При самоочистке фильтра входной и выходной клапан закрываются, а магнитная система извлекается из нержавеющей трубных корпусов. Затем открывается шламовый клапан, и накопленный шлам сливается вместе с 4–5 литрами рабочей жидкости. Преимущества: практически отсутствуют энергозатраты (только потребление системы управления), заполненный магнитный фильтр не блокирует поток и не вызывает скачков давления.

Для формирования основных адсорбционных свойств контейнера, были проанализированы характеристики различных адсорбентов, успешно применяемых при сероочистке.

Наибольший интерес представляет продукт фирмы ОЛКАТ со следующими параметрами^[12] (см. «Параметры адсорбентов АГС-60 и КАС-50»).

Достоинства адсорбентов АГС-60 и КАС-50:

- ◆ высокая сероёмкость;
- ◆ высокая глубина очистки;
- ◆ высокая механическая прочность (увеличивающаяся в процессе работы).

Предполагаемые условия процесса: исходя из того, что адсорбция является экзотермическим процессом, эффективность которого будет повышаться с понижением температуры, логично предположить низкотемпературный процесс в диапазоне (40–100°C). Помимо этого, на процесс адсорбции благоприятно влияет повышение давления, однако это увеличение не беспре-

ПАРАМЕТРЫ АДсорбЕНТОВ АГС-60 И КАС-50

Показатели	КАС-50	АГС-60
Массовая доля основного вещества, % мас.	50–52	55–56
Сероемкость, % мас.	20–22	24–26
Коэффициент прочности, кг/мм	0,9–1,0	1,2–1,4
Насыпная плотность, г/см ³	1,1–1,2	1,3–1,4

дельно. Вполне возможен вариант проведения процесса при атмосферном давлении.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ОЧИСТКИ НЕФТИ

Для селективной очистки нефтяного сырья первичной зоны и зоны переработки от сернистых соединений была предположена схема, суть которой заключается в управляемом процессе адсорбции на сорбентах типа КАС-50 («Принципиальная технологическая схема очистки нефти от сернистых соединений при помощи УМК»).

Для селективной очистки нефтяного сырья первичной зоны и зоны переработки от сернистых соединений была предположена схема, суть которой заключается в управляемом процессе адсорбции на сорбентах типа КАС-50

Из емкости 1 нефть перекачивается насосом 2 в каскад адсорберов непрерывного действия (4, 6, 7) с суспендированным в объеме жидкой фазы адсорбентом (УМК). Эффективность процесса повышается путем интенсивного перемешивания очищаемой нефти магнитными мешалками, за счет движения твердых ферромагнитных частиц в жидкой фазе в электромагнитном поле. После использования каждого адсорбера очищенный от сернистых соединений поток отправляется на узел разделения от УМК в магнитный сепаратор (САЗ) и магнитный фильтр (МФ), принцип действия которых подробно описан выше.

Оба потока отходящие от МС и МФ, отправляются в следующий адсорбер 6, для извлечения остаточной серы, который по принципу действия аналогичен преды-

дущему. После прохождения контроля качества сырья процесс останавливается. Далее продукт перекачивается в товарную емкость 13, а УМК отправляется на регенерацию (данный процесс в схеме не отражен).

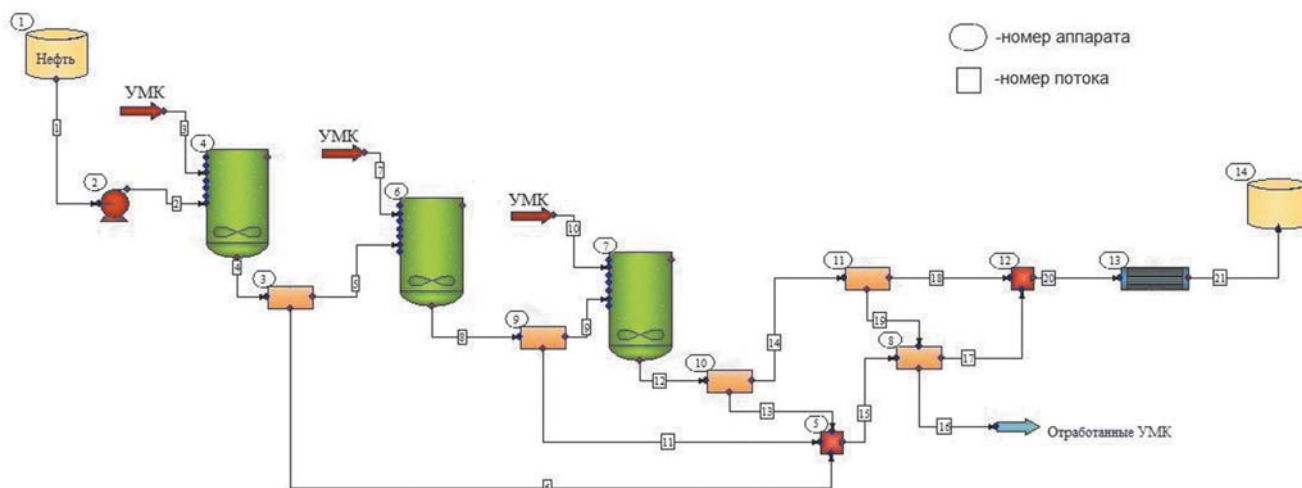
ВЫВОДЫ

По нашим предположениям, идея адсорбционной сероочистки нефти и ее фракций при помощи УМК является весьма перспективным направлением в мире нефтепереработки, которое обладает несомненными, на наш взгляд, достоинствами:

- ♦ высокая эффективность и производительность;
- ♦ простота конструкции и масштабируемость на разные объемы;
- ♦ гибкость технологии – возможность одновременного использования разных адсорбентов;
- ♦ возможность комплексного использования для очистки нефти и нефтепродуктов от нежелательных примесей с последующим их извлечением, а также в цепочке с другими технологиями;
- ♦ возможность применения в труднодоступных районах добычи, а также возможность использования технологии УМК в составе существующих технологических зон (добыча, транспорт, НПЗ);
- ♦ низкая энергоемкость и безопасность – за счет работы при мягких условиях протекания процесса;
- ♦ экономичность – низкий уровень капитальных и эксплуатационных затрат;
- ♦ инновационность;
- ♦ импортонезависимость.

Что касается преимуществ технологии, приобретаемых в результате использования УМК, то, опираясь на их свойства, наш процесс приобретает новые и весьма неожиданные плюсы для технологической реализации адсорбции в привычном ее понимании. Управляемость процесса позволяет нам осуществлять адресную доставку УМК и их запрограммированное выведение из системы за счет встроенных в капсулу ферромагнитных частиц. Помимо этого, благодаря такой конструкции объекта мы способ-

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ ПОМОЩИ УМК



1 – исходная емкость; 2 – насос; 4, 6, 7 – адсорберы; 3, 8, 9, 10, 11 – магнитные сепараторы (САЗ); 5, 12 – смесители; 13 – магнитный фильтр; 14 – товарная емкость.

ны организовать равномерное распределение адсорбента в жидкой фазе сырья за счет интенсивного магнитного перемешивания. Также на основе этой особенности минимизируется пропуск адсорбента через систему разделения благодаря магнитному сепаратору и магнитному фильтру.

Таким образом, данная технология представляет собой весьма эффективную альтернативу существующим способам сероочистки нефти и нефтяных фракций и достойна технической реализации.

При наличии заинтересованного промышленного партнера и с применением государственных инструментов поддержки, таких как, например, субсидии на компенсацию части затрат на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, понесенных в рамках ре-

ализации комплексных инвестиционных проектов, и субсидии на выпуск пилотных партий оборудования (инструменты, реализуемые Минпромторгом), разработка технологии и создание установок являются высокоперспективными и вполне реализуемыми в ближайшем будущем.

Ранние стадии исследований осуществляет МЭАЦ СНГПР, постепенно привлекая всех заинтересованных участников.

Разработанная в результате пионерная инновационная технология даст революционный прорыв на направлении, в котором давно и очень заинтересованы как добывающие, перерабатывающие предприятия, так и государство в целом, при весьма высоком экспортном потенциале технологии и оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эйгенсон А.С. // Сб. Проблемы переработки высокосернистых нефтей. ИздвоЦНИИТЭнефтехим, 1966. С. 59.
2. Гайле, А.А., Альтернативные негидрогенизационные методы повышения качества дизельного топлива: монография/ А.А. Гайле, Б.М. Сайфидинов – СПб.: СПбГТИ(ТУ), 2009
3. Капустин, В.М. Новые технологии в российской нефтепереработке и нефтехимии/ В.М. Капустин// материалы I Санкт-Петербургского форума «Инновационные технологии в области получения и применения горючих и смазочных материалов», Санкт-Петербург, 24 - 25 сентября 2013 г., с.12
4. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия
5. Заявка 2002108488, МПКС 10G21/14. Способ очистки нефтей от сернистых соединений / Р.С. Гусамов, Я.Д. Золотоносов, Г.Н. Марченко, С.Э. Межеричкий; заявитель ООО «Партнер». № 2002108488/04; заявл. 02.04.2002; опубл. 10.11.2003.
6. Мазгаров А.М. Технологии очистки сырой нефти и газоконденсатов от сероводорода и меркаптанов/ А.М. Мазгаров, А.И.Набиев. – Казань: Казан. ун-т, 2015.
7. Bu, J. Desulfurization of diesel fuels by selective adsorption on activated carbons: Competitive adsorption of polycyclic aromatic sulfur heterocycles and polycyclic aromatic hydrocarbons/ J. Bu, G. Loh, C. G. Gwie, S. Dewiyanti, M. Tasrif, A. Borgna// Chemical Engineering Journal – 2011 – 166 – p. 207–217
8. Кельцев Н.В., Основы адсорбционной техники, М.: Химия, 1984-592 с. Грег С., Синг К., Адсорбция, удельная поверхность, пористость, М.: Мир, 1980 -408-415
9. Кадыров М.У., Крупин С.В., Барабанов В.П., RU №2171826
10. Babich, I.V. Science and technology of novel processes for deep desulfurization of oil refinery streams: a review/ I.V. Babich, J.A. Moulijn – Fuel – 2003 – v. 82 – № 6 – p. 607–631.
11. Есипова Елена Владимировна, Диссертация «Химия и технология топлива и высокоэнергетических веществ», Москва, 2015 г, с.21
12. <http://www.olkat.ru/ags-60>



Супермозг добычи

Как из обычной диспетчерской сделать высокотехнологичный командный пункт

АЛЕКСЕЙ ФЕДотов

Инженер, группа компаний «КВМ технологии»

Всеобщая цифровизация – не только веяние времени, но и объявленная политика государства. На июльском саммите БРИКС-2019 президент России объявил, что «цифровизация является одним из приоритетов экономической политики нашей страны – России». Это актуально и для нефтегазовой сферы, традиционно считающейся нетехнологичной. Например, давно назрела необходимость заменить устаревшее оборудование на действующих объектах добычи на современное, которое позволит увеличить коэффициент извлечения нефти и обеспечит технологическую поддержку добычи трудной нефти. Преобразования уместнее всего начать с диспетчерской, мозга добывающего комплекса.

Диспетчерская на объекте нефтедобычи – это сложный программно-аппаратный комплекс. Мы же поговорим непосредственно об организации рабочего места диспетчера на аппаратном уровне и об организации связи между вычислительными ресурсами и устройствами ввода/вывода (диспетчерской консолью). Существует несколько возможных способов организации диспетчерских.

ТРАДИЦИОННЫЙ СПОСОБ

Рабочее место оператора представляет собой стол с монитором, клавиатурой и мышью, под столом находится системный блок. Если оператору нужно работать с двумя системами, оборудование удваивается соответственно: два системных блока, две мыши, две клавиатуры, два монитора. Переключение между системами

отсутствует: чтобы начать работать в другой системе, оператор пользуется другой клавиатурой и другой мышью либо пересаживается на другое рабочее место.

Рабочее место оператора представляет собой стол с монитором, клавиатурой и мышью, под столом находится системный блок

Это традиционный и, к сожалению, привычный способ организации рабочего пространства диспетчера. Рабочий стол оператора оказывается перегружен из-за обилия проводов, мышей и клавиатур. Но видимая

неопрятность – только часть проблем, которые доставляет подобная организация пространства. Если возникает срочная ситуация, которую нужно решить за короткое время, поиски нужной мыши отнимают драгоценные секунды. В диспетчерской при этом шумно от компьютерных вентиляторов, в системных блоках быстро накапливается пыль, оборудование перегревается и достаточно быстро изнашивается.

Кроме того, такой принцип размещения не безопасен для предприятий с повышенными требованиями к хранению коммерческой или производственной тайны. С компьютеров, которые находятся в зоне досягаемости оператора, легче записать информацию на внешние носители. К тому же есть риск случайного или намеренного физического повреждения техники.

КОММУТАЦИЯ НА «ТОНКИХ КЛИЕНТАХ»

«Тонкие клиенты» – это технология, предполагающая удаление компьютеров от рабочего места в серверную, где соблюдаются нужная температура, влажность и другие условия. Это следующий шаг в организации ИТ-инфраструктуры. Таким образом, с одной стороны, увеличивается срок эксплуатации, а с другой – повышается уровень безопасности, поскольку сотрудник физически не может скопировать информацию на внешний носитель.

Другое преимущество «тонкого клиента» – в возможности нескольким пользователям работать в одной системе. Чтобы добавить в систему еще одного оператора, потребуется только докупить специальное устройство – «тонкий клиент». Все устройства объединяются в группы, или кластеры.

Благодаря «тонкому клиенту» можно создать мультисистемное рабочее место с несколькими мониторами. К каждой из таких систем подключен только один набор устройств ввода (клавиатура плюс мышь). Иными словами, сколько систем, столько комплектов ввода информации на столе. Проблемы с беспорядком на рабочих местах «тонкие клиенты» не решают, но в диспетчерской за счет удаления компьютеров становится тише и просторнее. Компьютеры, в свою очередь, находятся в серверной, а данные надежно защищены от физического вторжения.

При всех очевидных преимуществах такой способ

коммутиации обладает и рядом недостатков. Технология основана на распределении вычислительной мощности между пользователями, которой при интенсивной работе может не хватить. У «тонких клиентов» довольно чувствительное программное обеспечение, необходима тщательная настройка имеющегося оборудования, операционной системы, отдельных элементов программ.

«Тонкие клиенты» – это технология, предполагающая удаление компьютеров от рабочего места в серверную, где соблюдаются нужная температура, влажность и другие условия

Система виртуализации требует наличия системы хранения данных (NAS) а также резервного сервера виртуализации, а это дополнительные расходы на обслуживание и потенциальные точки отказа. В целом такой способ организации удаленных рабочих мест – на «тонких клиентах» – уместен только в стандартных приложениях на стандартных операционных системах (например, в офисной работе, не требовательной к надежности 24/7).

Между тем систему коммутации с «тонким клиентом» довольно часто используют в диспетчерских. На базе «тонких клиентов» создают VDI – систему виртуальных рабочих мест. Но чаще всего использование «тонких клиентов» связано с отсутствием знаний о более надежных способах организации удаленных рабочих мест.

МАТРИЧНАЯ KVM-КОММУТАЦИЯ

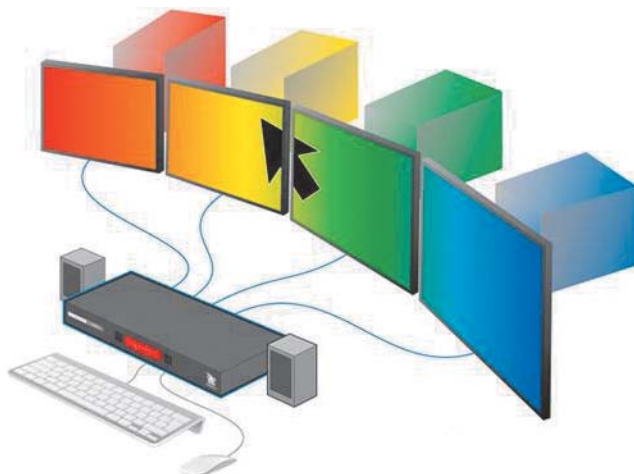
KVM (keyboard, video, mouse) – это технология передачи и переключения сигналов, позволяющая управлять одной или сразу несколькими системами удаленно.

Для передачи на большие расстояния используют KVM-удлинители, состоящие из передатчиков, подключаемых к источникам сигналов (компьютерам), и приемников, подключаемых к пользовательским устройствам ввода/вывода. Связь между приемником и передатчи-

РИС. 1



РИС. 2



ком обеспечивается через кабельное соединение (оптоволокно или CATx) или по IP-сети (KVM over IP) (см. рис. 1)

Для переключения сигналов с разных компьютеров используются USB-переключатели, позволяя одному диспетчеру управлять сразу несколькими компьютерами с одной клавиатурой и одной мышью. Переключение между компьютерами при этом может осуществляться горячими клавишами, с пульта управления или перемещением курсора мыши с одного экрана на другой, как при расширенном рабочем столе (см. рис. 2).

Для распределения сигналов с разных компьютеров между несколькими пользователями и переключения между системами используются матричные KVM-коммутаторы (см. рис. 3).

KVM (keyboard, video, mouse) – это технология передачи и переключения сигналов, позволяющая управлять одной или сразу несколькими системами удаленно

В случае KVM over IP распределение и переключение сигналов осуществляется посредством программного обеспечения, а вместо матричного KVM-коммутатора используется обычный сетевой.

Технологии передачи на большие расстояния и распределения сигналов уже активно применяют в нефтегазовой сфере – без этого невозможен интернет вещей. Например, на нефтяных месторождениях, в энергокомплексах благодаря удлинителям сигналов в диспетчерскую выводятся показания датчиков, подключенных к установке подготовки нефти, установке сероочистки, к комплексу хранения газового конденсата и т.д.

Возможности современных KVM-технологий значительно шире распространенного представления большинства ИТ-специалистов о KVM как о простом переключателе, используемом в системном администрировании (также под аббревиатурой KVM чаще всего подразумевают Kernel-based Virtual Machine, что не имеет общего с KVM-технологией передачи и распределения сигналов). На сегодняшний день KVM – это целый комплекс высоких технологий, способствующий выводу организации стратегически важных пунктов управления промышленными объектами на новый уровень.

Системы матричной KVM-коммутации сочетают в себе все плюсы «тонких клиентов»: оборудование физически удалено от операторов в серверную и защищено от посторонних. При этом никакой дополнительной нагрузки на сервер нет. Вычислительная мощность не распределяется по числу пользователей, так как в основе технологии лежит коммутация на аппаратном уровне. Это означает полную независимость от существующего программного обеспечения. Администратор настраивает уровни доступа для отдельных сотрудников или категорий сотрудников, централизованно обновляет программы, переустанавливает или восстанавливает операционную систему, а в случае выхода из строя отдельных элементов просто заменяет отдельные модули – основная система при этом функционирует и работает на объекте не приостанавливается.

Кроме того, нередко необходима коммутация между объектами на значительном расстоянии. Так, например, диспетчерскую непосредственно в районе добычи контролирует диспетчерская головного офиса нефтяной компании. Канал связи при этом зашифрован и устойчив к помехам, а значит, более надежен. Если между относительно близкими объектами можно проложить кабельную сеть, то с удаленной коммутацией справляется оборудование KVM over IP – в этом случае расположение серверов относительно рабочих мест не играет роли, а передача видео и сигналов управления может осуществляться по стандартному сетевому протоколу TCP/IP (см. рис. 4).

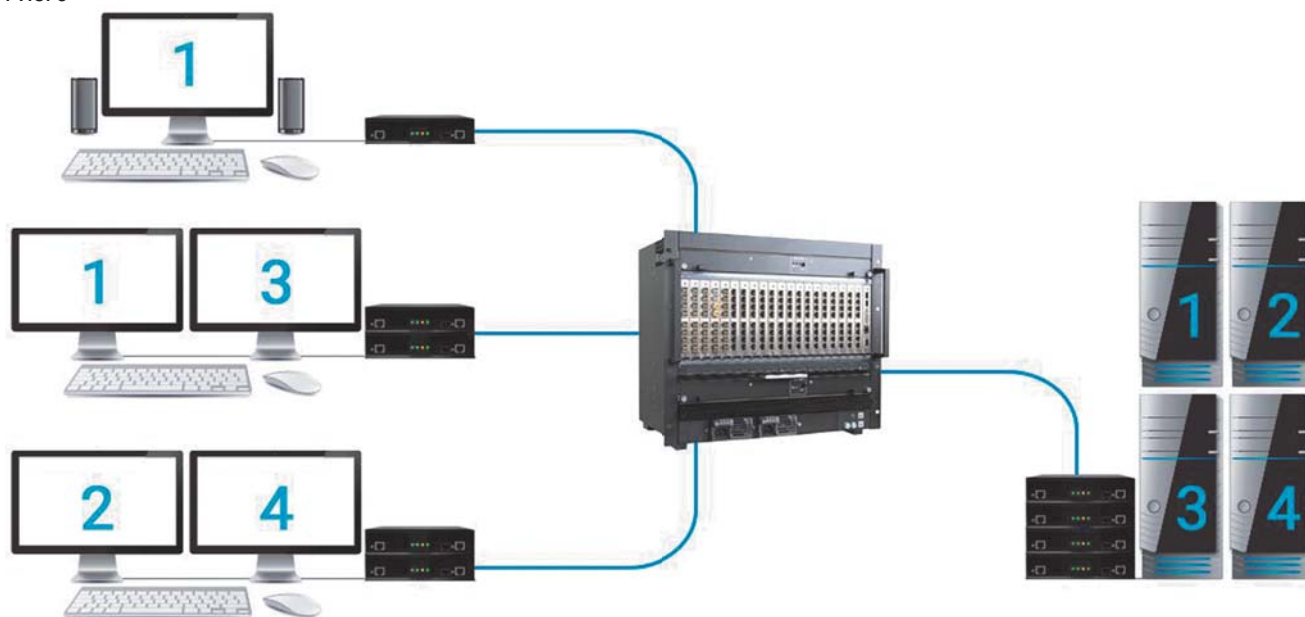
KVM-технологии позволяют создать централизованно управляемую, единую цифровую инфраструктуру между несколькими зданиями, кампусами с перемещением всей вычислительной техники в закрытый, защищенный от вторжения посторонних серверный зал.

В современном KVM-оборудовании предусмотрено несколько сценариев системы резервирования сетевого канала. В случае неполадок система автоматически распознает сбой и переключится на запасной канал связи.

ОРГАНИЗАЦИЯ ВИДЕОСТЕН В ДИСПЕТЧЕРСКОЙ

Нередко в диспетчерской есть видеостена, где в режиме реального времени передается информация со скважины, энергокомплексов, блока подготовки и других систем. Требования к разрешающей способности мониторов растут с развитием чувствительности и сложности приборов.

РИС. 3



Современное KVM-оборудование способно передавать USB, аудио- и видеосигналы с разрешением до 4K – по одному кабелю, в том числе по стандартной гигабитной IP-сети – на практически неограниченные расстояния, а при синхронизации некоторых KVM-удлинителей можно достичь разрешения 8K или 5K x 3K – на один монитор, передавая сигнал на расстояние до 5 км.

Системы матричной KVM-коммутации позволяют организовать мультиэкранный режим воспроизведения видео при минимальном аппаратном оснащении: все сигналы передаются по одному кабелю. Выходит более простая, по сравнению с традиционной, структура, когда каждый сигнал транслируется по отдельному кабелю на отдельное устройство (имеется в виду режим подключения «точка-точка»).

Следует отметить, что при IT-оснащении диспетчерской целесообразно использовать принцип монобренда. То есть построить всю систему коммутации сигналов на оборудовании одного производителя. Это гораздо надежнее, нежели комбинировать устройства разных производителей, потому что не требуется дополнительных адаптеров и шанс выхода оборудования из строя значительно ниже, а обслуживание техники дешевле и срок эксплуатации выше. Лучшие мировые производители специализируются на разработке промышленного KVM-оборудования для высоконагруженных, критически важных систем, работающих в режиме 24/7.

AV- И KVM-ОБОРУДОВАНИЕ – В ЧЕМ РАЗНИЦА?

К сожалению, недостаточная осведомленность специалистов на местах приводит к тому, что даже в новейших

реализациях проектов по построению диспетчерских на объектах федерального значения, в том числе и в нефтегазовом секторе, не задействуются современные, передовые технологии. При этом компании теряют не только в технологических возможностях, но и в деньгах.

В частности, совсем недавно (в октябре 2019 года) был открыт Интегрированный центр разработки месторождений (ИЦРМ) в Тюмени (см. фото, из открытого источника (www.gazprom-neft.ru)).

Системы матричной KVM-коммутации позволяют организовать мультиэкранный режим воспроизведения видео при минимальном аппаратном оснащении: все сигналы передаются по одному кабелю

Диспетчеры используют два комплекта устройств ввода, что точно не способствует удобству управления процессами: если возникнет ситуация, требующая экстренного вмешательства (например, резкое критическое увеличение показателей температуры или давления), специалист может попросту не успеть среагировать вовремя, запутавшись в устройствах ввода, в то время как при использовании KVM-решения потребовался бы только один комплект «клавиатура + мышь» (см. рис. 6).

РИС. 4



РИС. 5



РИС. 6

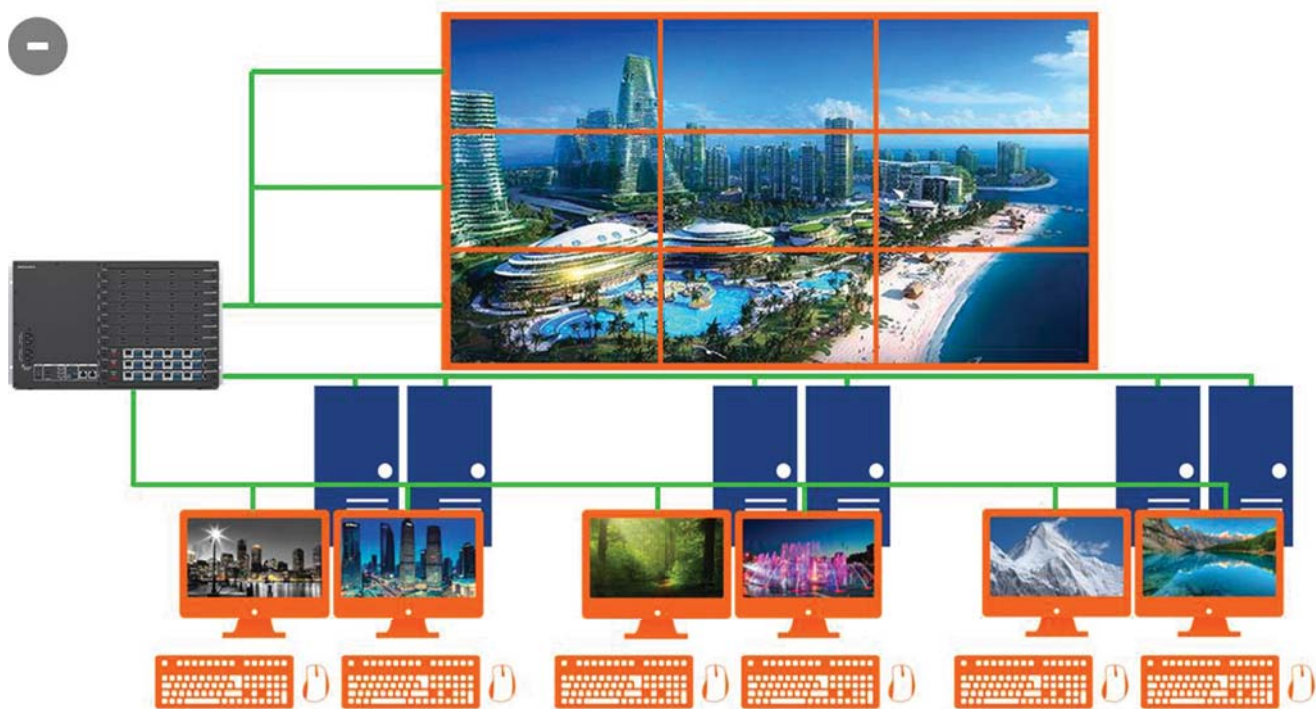
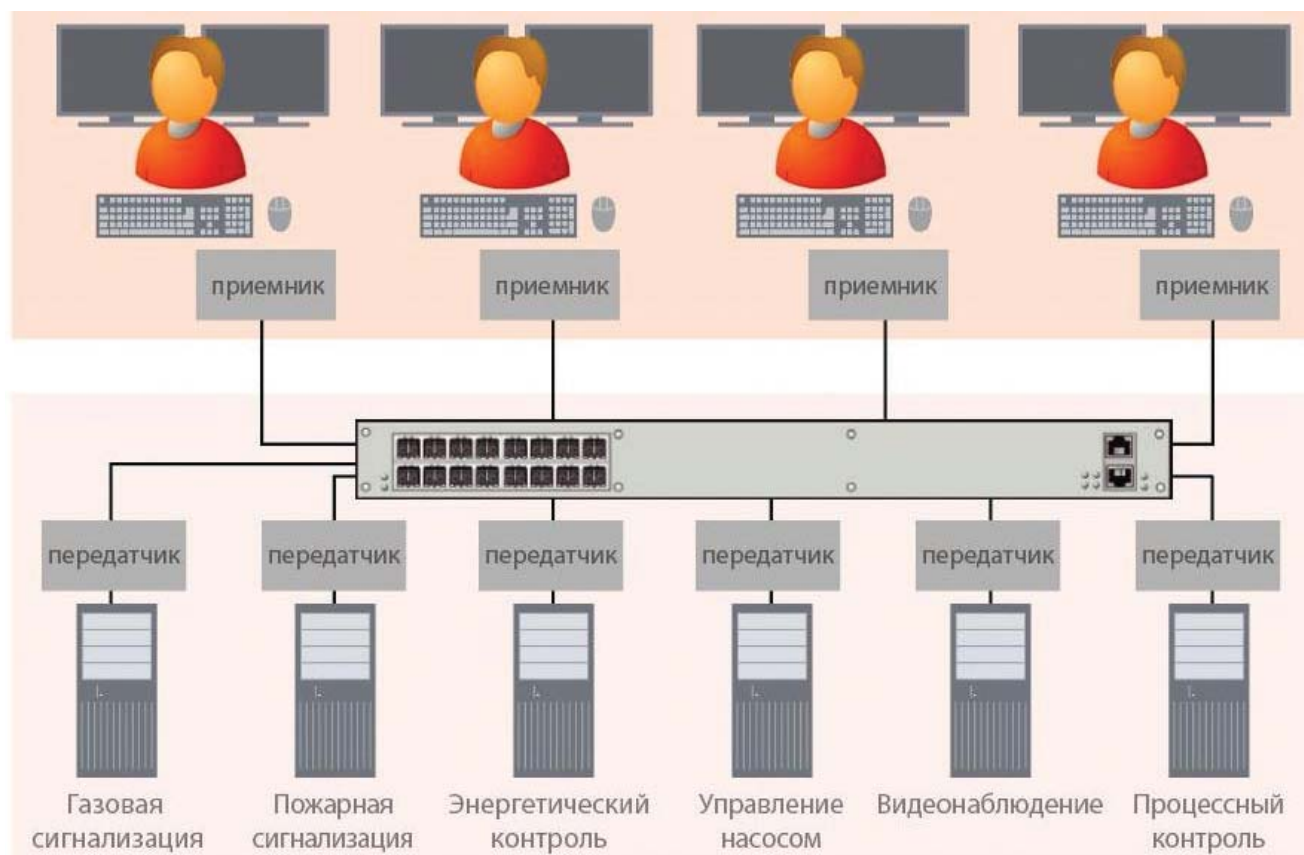


РИС. 7



РИС. 8



Система распределения видеосигналов здесь построена на матричном AV-коммутаторе от производителя, входящего в ТОП-5 рынка систем управления мультимедиа. Помимо высокой стоимости коммутационного оборудования, стоит учесть также расходы на прокладку кабельной инфраструктуры, на обслуживание и износ компьютеров, не говоря уже о рисках, связанных с уязвимостью информационных систем и оборудования, расположенного непосредственно в диспетчерской. К тому же, как уже было отмечено выше, удобства работы диспетчеру такое решение не добавляет.

С использованием IP KVM-технологий решение аналогичной задачи обошлось бы в два раза дешевле при более продвинутой функциональности (см. рис.7).

К возможности централизованного управления распределением информации диспетчерская в этом случае получает:

- ◆ защищенное размещение вычислительной техники в недоступном для посторонних серверном зале, где поддерживаются оптимальные температурные условия эксплуатации вычислительной техники;
- ◆ удобное управление множеством информационных систем с одного мультимониторного рабочего места для каждого диспетчера – с помощью только одной клавиатуры и одной мыши;

- ◆ более простую кабельную инфраструктуру;
- ◆ гибкость масштабирования;
- ◆ настройку уровней доступа к информации для каждого оператора;
- ◆ резервную линию связи.

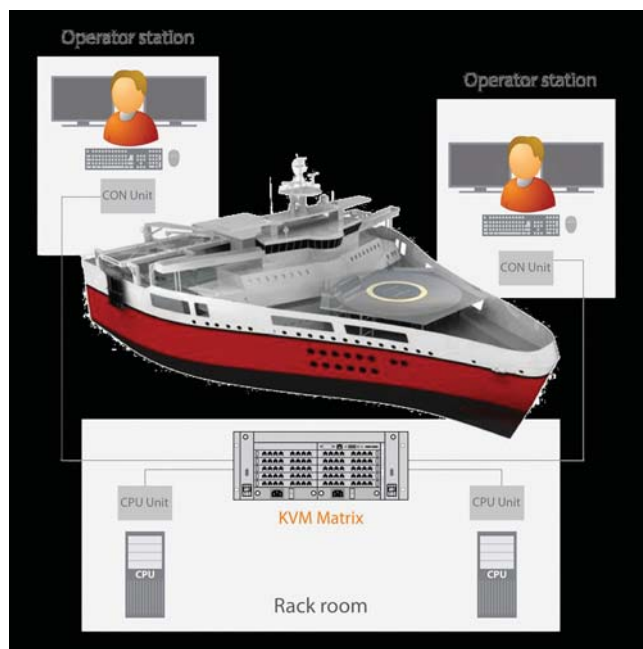
ПРИМЕРЫ ВНЕДРЕНИЯ МАТРИЧНОЙ КОММУТАЦИИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ (МИТТЕЛЬПЛАТЕ, ГЕРМАНИЯ)

Нефтяное месторождение на острове Миттельплате в Северном море – самое крупное в Германии. Годовой объем добываемой нефти – 1,4 млн тонн.

Диспетчерская находится на буровой платформе. Операторы контролируют работу автоматизированных систем управления, видеонаблюдение, системы газовой и противопожарной безопасности. Раньше диспетчерская представляла собой тесное помещение, где сильно шумели компьютеры, было жарко и работать было некомфортно.

В 2018 году был реализован проект по модернизации диспетчерской. Руководитель IT-службы из всех вариантов выбрал KVM-решение, отвечающее основным требованиям: высокая производительность, отказоустойчивость,

РИС. 9



возможность переключения между сигналами управления и видеосигналами. На расстоянии 50 метров (от диспетчерской до серверной) проложили оптоволоконный кабель, нечувствительный к электромагнитным помехам.

IT-специалисты Petroleum Geo-Services (PGS) отметили легкую интеграцию матричной коммутации в общую систему сложного сейсмического оборудования, простоту в обслуживании и надежность, что особенно важно в условиях моря, когда рейс может длиться до пяти месяцев

Восемь пользовательских мест оборудованы устройствами ввода/вывода, колонками и KVM-приемниками. Все вычислительное оборудование переместилось в серверную и подключается к коммутатору через KVM-передатчики (см. рис.8).

В диспетчерской стало заметно чище, тише и уютнее. При этом инженеры производственного отдела головного офиса в Гольштейне отметили, что KVM-система была внедрена быстро, без прерывания основной работы платформы. Благодаря модернизации операторы Миттельплате получают удаленный доступ к любому компьютеру в серверной в системе в режиме реального времени, просматривают видео с камер наблюдения.

СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОРАБЛИ PETROLEUM GEO-SERVICES

Норвежская компания Petroleum Geo-Services (PGS) помогает нефтяным компаниям обнаруживать залежи нефти и газа на шельфе и в открытом море. Флот компании оснащен высокотехнологичными машинами, обеспечивающими сейсморазведочные работы, включая оборудование для сбора, обработки, анализа и интерпретации информации, а также для пополнения собственных баз данных.

В 2014 году PGS спустила на воду еще два Ramform-судна – «Титан» и «Атлас». Инженеры внедриli на каждое судно по две независимые системы KVM-матриц на основе коммутаторов на 48 и 80 портов. Матрицы используют технологию flex-port, благодаря которой к каждому матричному коммутатору можно подключить компьютеры и рабочие места пользователей в любом количественном соотношении. Всё компьютерное оборудование находится в серверной на нижней палубе. Рабочие места геологов рассредоточены по кораблю на палубах выше. Связь между передатчиками, матричными коммутаторами и приемниками осуществляется по кабелю S/FTP Cat 7. В любой момент операторы могут подключиться к любой из систем, расположенной в серверной, переключиться между системами благодаря комбинации горячих клавиш на клавиатуре или посредством перемещения курсора мыши. Индивидуальным доступом каждого оператора к системам можно управлять централизованно, ограничивая его или предоставляя на определенный промежуток времени (см. рис.9).

Кроме того, система матричной коммутации поддерживает передачу и распределение видеосигналов с разрешением до UHD и 4K. Высокое разрешение видео особенно важно в деле интерпретации учеными-геологами сложных изображений, получаемых в режиме онлайн.

IT-специалисты Petroleum Geo-Services (PGS) отметили легкую интеграцию матричной коммутации в общую систему сложного сейсмического оборудования, простоту в обслуживании и надежность, что особенно важно в условиях моря, когда рейс может длиться до пяти месяцев.

Перестройка диспетчерских с применением технологий матричной KVM-коммутации, безусловно, дорогое мероприятие. Но следует понимать, что новые технологии в нефтегазовой отрасли – это не роскошь, а средство для увеличения нефтеотдачи, возможность подогнаться к трудноизвлекаемой нефти и, как следствие, роста доходности от разработки месторождения.

Выбора использовать ли новые технологии, появляющиеся и совершенствующиеся с каждым днем, по большому счету нет. Вопрос в том, когда и как это сделать. Сейчас, когда есть возможность модернизировать свою инфраструктуру осознанно и добровольно, вывести рабочие процессы на новый технологический уровень, или потом, когда выяснится, что именно IT-инфраструктура оказалась слабым звеном и одной из причин отставания от лидеров отрасли, которых придется догонять. ■



Памяти товарища, коллеги, профессионала

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Доктор экономических наук, профессор

22 января не стало Владимира Исааковича Фейгина. Мы были знакомы с конца 1980-х годов, и нас связывало не только взаимопонимание по многим профессиональным вопросам, что оставалось в течение долгого времени основой нашего взаимодействия в энергетической сфере, но и то, что по многим жизненным вопросам, в том числе далеко выходящим за сферу экономики энергетики и /или международных отношений в этой области, мы с ним также смотрели в одном направлении. Ну или, по крайней мере, нам так казалось... во время нашего то более, то менее интенсивного общения... когда периоды тесного взаимодействия и личных контактов перемежались периодами меньшей регулярности персональных встреч.

Для меня он всегда был, есть и останется Володей...

Владимир Фейгин был широко известен в России, Европе и остальном мире как уважаемый ученый и серьезный профессионал в вопросах экономики энергетики, энергетического анализа и прогнозирования, российской и мировой нефтяной и газовой промышленности. С 1970-го по 2005 год он работал в научно-исследовательских структурах Министерства газовой промышленности СССР, а потом Газпрома, и, насколько мне известно, был одним из участников разработки системы распределения газовых потоков в создаваемой в 1970-е годы Единой системе газоснабжения СССР, которая успешно функционирует и сегодня, являясь залогом устойчивого и стабильного газоснабжения России и Европы. Знаю, что к числу своих особых «внутренних» достижений Володя относил работу по созданию НП «Координатор рынка газа» РФ.

В отзывах на смерть Владимира Исааковича Фейгина различных уважаемых информационных агентств и официальных представителей тех или иных организаций, с которыми он сотрудничал и /или которые откликнулись на его кончину (а таких было немало, как отечественных, так и зарубежных), упоминается широкий перечень его должностей, которые Владимир Исаакович занимал за 50 лет своей профессиональной карьеры (которая развивалась по столь близкой и понятной мне траектории: скорее вглубь и вширь, чем вверх) сначала в советской, а потом в российской энергетике. К моменту своего ухода из жизни он был президентом Фонда «Институт энергетики и финансов», советником президента компании «Роснефть», консультантом правления Газпромбанка, председателем Совета директоров ОАО «ЭНГО инжиниринг», членом рабочей группы по вопросам ТЭК Комиссии при Президенте РФ по стратегическим вопросам ТЭК и экологической безопасности, членом Общественного совета при Минэнерго РФ, ко-спикером с российской стороны Консультативного совета по газу Россия–ЕС и соруководителем его Рабочей группы по долгосрочным газовым сценариям и прогнозам. При его непосредственном и активном участии была разработана дорожная карта энергетического сотрудничества России и ЕС на период до 2050 года, подписанная и согласованная обеими сторонами. Уже только этот перечень говорит о Володиной профессиональной состоятельности, которая подробно освещена в посвященном ему некрологе на сайте ФИЭФ.

Мне же хотелось бы остановиться на своих личных воспоминаниях о периоде нашего знакомства и профессионального общения, особенно на том этапе и в той сфере, где и когда оно было наиболее тесным.

Познакомил нас с Володей (ныне, увы, также покойный) профессор Александр Аркадьевич Арбатов, тогда зам. председателя сначала КЕПС РАН, а потом зам. председателя СОПС РАН и Минэкономразвития, к которому – и как к человеку, и как к профессионалу – мы с Володей испытывали нескрываемый пиетет. А когда человек, к которому вы испытываете искреннее уважение, знакомит вас – с соответствующими рекомендациями/отзывами – со своим коллегой (а именно так

знакомил меня Александр Аркадьевич Арбатов с Фейгиным и одновременно Володю со мной), то сразу же возникает кредит доверия – и профессионального, и чисто человеческого – и взаимная симпатия между теми, кого знакомит между собой Ваш Старший Товарищ и Учитель (а именно так – и всегда с большой буквы – мы с Володей воспринимали А.А. Арбатова).

До начала нынешнего века наше общение с Володей было в основном периферийным и опосредовано «кругом Арбатова»: мы встречались чаще по вопросам их общих интересов, как правило по линии ЭНГО (где тогда работала еще одна коллега Фейгина и Арбатова – Елена Медведева, ныне представитель ТПП РФ в странах Бенилюкса, через которую широкий круг представителей делового сообщества Северо-Западной Европы узнал о Володиной кончине и многие прислали через нее свои соболезнования), или в 1990-е годы по линии проекта ЕБРР по повышению эффективности функционирования российской ГТС (минимизации утечек и потерь газа в системе и конвертации их в дополнительный экспортный потенциал РФ), инициатором которого был еще один выдающийся специалист в области экономики энергетики, и впоследствии наш общий друг с Арбатовым и Володей, англичанин Клайв Хардкастл.

Когда Арбатов нас знакомил, он мне представил Володю как специалиста в первую очередь в газовой сфере. И, собственно, в этой сфере сошлись наши последующие с Володей профессиональные интересы, а именно, в вопросах газового сотрудничества России и ЕС, где мы с ним стали особенно тесно взаимодействовать, когда я в 2001 году выиграл международный конкурс и в начале 2002 года уехал на работу в Брюссель, в Секретариат Энергетической хартии на должность заместителя генерального секретаря. Ключевыми вопросами в то время в многостороннем хартийном процессе были разногласия между Россией и ЕС по трем транзитным вопросам Договора к Энергетической хартии (ДЭХ) и еще трем – проекта Транзитного протокола к нему. Поскольку касались они, в первую очередь, газовой сферы, то перед отъездом в Брюссель я обратился к Володе за помощью (Арбатов снова подтвердил мне тогда, что это будет лучший выбор для углубленного понимания проблем), чтобы дополнить свои знания и профессиональное понимание сути разногласий и постараться на основе этого понимания в ходе последующей работы найти взаимоприемлемые развязки. Володя познакомил меня со своим коллегой, с которым он долгое время работал в «Газпроме», Теодором Израилевичем Штилькиндом. Тогда и сложился и с тех пор поддерживался, вплоть до Володиного полного прекращения из активной профессиональной жизни на борьбу с болезнью, наш триумvirат доверительных отношений и профессиональных обсуждений по международной повестке газовых вопросов.

В Секретариате Энергетической хартии в это наше трио естественным образом вскоре влился Ральф Дикель (тогда директор по торговле и транзиту СЭХ, а до того долгое время работавший в «Рургазе», Всемирной банке и МЭА). Именно этим трем людям – Володе,



Ральфу и Т.И. Штилькинду – я обязан значительной частью своих профессиональных знаний в газовой сфере. И вплоть до настоящего времени эта четверка была, пожалуй, наиболее тесным для меня коллективом единомышленников в газовой сфере. И Володя в ней был, все-таки, «немного равней» других... И не только потому, что мы с ним физически находились в одном городе...

Именно в рамках этой нашей четверки возникла и была затем реализована идея начать процесс неформальных консультаций между экспертами России и ЕС по остающимся открытыми вопросам хартийной повестки.

И то, что ключевыми российскими экспертами от России в этом процессе были именно Володя и Т.И. Штилькинд (мы с Р. Дикелем, как представители СЭХ, выступали в качестве организаторов и модераторов процесса неформальных консультаций), в значительной степени предопределило безусловный успех этих консультаций в содержательном плане, ибо сторонами были найдены и согласованы на техническом уровне все развязки по существу, предложены взаимоприемлемые решения по всем вопросам, бывшим причиной разногласий РФ и ЕС: и по определению наличных мощностей транспортировки, и по размежеванию транзитных и внутренних тарифов на транспортировку, и по процедуре мирового посредника, и по вопросам резервирования мощностей и др. Не удалось снять разногласия лишь по одному вопросу, по так называемой «интеграционной поправке ЕС», являвшейся сугубо внутриполитической проблемой ЕС, и ее решение не зависело от российской стороны. Хотя и по этому вопросу Володя предложил элегантное и содержательно выверенное, на мой взгляд, решение,

которое тогдашняя сторона ЕС на консультациях не поддержала, исходя из политически заявленных устремлений (вступив, на мой взгляд, в противоречие с законами термодинамики).

Некоторые идеи, выдвинутые и активно поддерживаемые Володией в ходе неформальных консультаций РФ–ЕС по проекту Транзитного протокола, нам впоследствии удалось инкорпорировать (в рамках процесса уже других неформальных консультаций РФ–ЕС) в Сетевые кодексы ЕС, то есть непосредственно во внутреннее законодательство Евросоюза. В частности, процедуру долгосрочного резервирования трансграничных мощностей ГТС на основании процедуры так называемой «открытой подписки» (open season), которая обеспечивает финансируемость создания новых газотранспортных мощностей с привлечением заемного капитала, ибо обеспечивает гарантии возврата (подкрепленные долгосрочными контрактами грузоотправителей на прокачку – если условия будущей прокачки, в том числе сроки и тарифы, их удовлетворяют) привлекаемых с долгового рынка средств соответствующими операторами ГТС. Я бы сказал, что процедура open season была Володиной страстью, глубокой привязанностью – как взаимоприемлемая и опирающаяся на рыночный спрос процедура создания новых мощностей ГТС, что было особенно актуально на этапе перехода от радиальной к радиально-кольцевой системе экспортных газопроводов РФ в Европу и создания новых, северных и южных, обходных трубопроводных систем (суша плюс море), замыкающих газотранспортное кольцо на действующие пункты сдачи/приемки российского газа в ЕС.

Найденные в рамках консультаций РФ–ЕС в хартийном процессе содержательные развязки не были, однако, востребованы на политическом уровне (история моей страны в Энергетической хартии общеизвестна)... но к нам с Володией пришло понимание, что именно неформальные консультации специалистов по острым открытым вопросам двусторонних и/или многосторонних отношений, предвещающие любые официальные переговоры, являются эффективным инструментом выработки взаимоприемлемых, внутренне непротиворечивых, устойчивых долгосрочных решений. Залогом именно такого итога является высокий профессионализм участников консультаций, когда на первый план выходит «сила аргумента»... Володя максимально соответствовал такому подходу и олицетворял его.

Двусторонние консультации экспертов РФ и ЕС в рамках хартийного процесса в 2004–2007 годах фактически проложили дорогу к последующим сначала неформальным консультациям экспертов России/Группы «Газпром» и энергетических регуляторов и операторов ГТС стран-членов ЕС с участием представителей Еврокомиссии по проблемным вопросам имплементации Третьего энергетического пакета ЕС (ТЭП ЕС) с учетом обоснованных озабоченностей российской стороны (2010–2017 годы), а затем к формированию Консультативного Совета по газу Россия–ЕС при Координаторах ЭнергодIALOGA Россия–ЕС – Министре энергетики РФ и Комиссаре ЕС по энергетике (с 2011 года по настоящее время).

Володя был одним из ведущих российских участников в обоих процессах. Он очень помог мне в запуске процесса неформальных консультаций по проблематике ТЭП ЕС – без его помощи и активной поддержки, его профессиональных знаний и авторитета было бы очень сложно раскрутить и поддерживать этот процесс, который с российской стороны возглавил тогдашний зампред «Газпрома» и гендиректор «Газпром экспорта» А.И. Медведев (поскольку именно «Газпром», как монопольный экспортер трубопроводного газа, был основным бенефициаром консультационного процесса с российской стороны). В ходе консультаций обсуждались содержательные вопросы подготовки Целевой модели рынка газа ЕС и Сетевых кодексов ЕС с учетом обоснованных озабоченностей российской стороны.

Консультационный процесс был запущен сразу после вступления в силу ТЭП ЕС и продолжался до принятия последнего Сетевого кодекса к ТЭП ЕС весной 2017 года. За это время состоялось 29 заседаний. Понятно, что без глубокой заинтересованности участников в содержательной стороне дела так долго этот неформальный процесс продолжаться не смог бы – значит, была потребность у сторон встречаться и разговаривать, значит, была потребность у стороны ЕС в «силе аргумента», чтобы сделать правила регулирования европейского рынка газа, по возможности (политических реалий никто и никогда не отменял), взаимоприемлемыми, а значит, приемлемыми и для основного поставщика газа на европейский рынок, которым была, есть и еще долго останется РФ.

Активным участником практически всех этих консультаций был Володя, который очень часто, весьма доходчиво, зачастую весьма эмоционально, объяснял нашим европейским коллегам (а поскольку в ходе неформального процесса участники быстро притерлись друг к другу, то и ориентировались не на эмоциональную, а на содержательную часть дискуссии), почему те или иные новеллы европейского газового регулирования в случае их принятия сработают против интересов самого ЕС, приведут не к росту, а к снижению благосостояния граждан Сообщества. На одном из заседаний, после выявления российской стороной какого-то очередного подводного камня для стороны ЕС в рамках подготовленного ею проекта очередного регулятивного документа, по-моему, Целевой модели рынка газа ЕС (Володя потом долго припоминал в разных аудиториях это «сетование» европейской стороны), сопредседатель консультации со стороны ЕС и глава австрийского энергерегулятора Вальтер Больц, обращаясь к российской команде, – и, по-моему, непосредственно к Володе, – воскликнул: «Где же вы были раньше!»

На волне успеха неформальных консультаций координаторы ЭнергодIALOGA Россия–ЕС – министр энергетики РФ и комиссар ЕС по энергетике – сформировали в 2011 году под своим патронатом Консультативный Совет по газу РФ–ЕС в составе трех рабочих групп. Володя был назначен ко-спикером КСГ с российской стороны и соруководителем рабочей группы № 1 КСГ (по долгосрочным сценариям и прогнозам) и оставался на этой позиции до своей кончины. Его визави и в КСГ, и в РГ1 был назначен известный и уважаемый в европейском и международном газовом мире проф. Джонатан Стерн (создатель газовой программы Оксфордского института энергетических исследований). В этом тандеме они эффективно взаимодействовали, в чем-то даже похожие, на мой взгляд: оба седовласые, бородатые, неторопливые, рассудительные, но главное – очень знающие и уважаемые в своей сфере.

Соруководителями рабочей группы № 2 КСГ (по внутренним рынкам) были назначены В. Больц и я. До 2017 года (завершения подготовки Сетевых кодексов к ТЭП ЕС) заседания РГ2 КСГ и неформальные консультации по ТЭП ЕС проходили в совмещенном режиме. Ныне процесс РГ2 КСГ осуществляет самостоятельное плавание. Все это время не прекращалось наше интенсивное взаимодействие с Володией в рамках плотного профессионального неформального диалога в совмещенном процессе, а потом в процессе РГ2 КСГ с коллегами из ЕС по вопросам эффективного формирования единого внутреннего рынка газа ЕС. Мы стремились с Володией решать в чем-то недостижимую задачу (но и в этом мы были схожи: мы считали, чтобы взять ту или иную высоту, надо поднимать планку выше цели) – нацеливать наших европейских коллег на учет при подготовке нормативно-правовой базы для формирующегося единого внутреннего рынка газа ЕС объективных национальных интересов РФ (монетизация ресурсов российского газа) и обоснованных озабоченностей России



как основного экспортера газа на рынке ЕС (минимизация инвестиционных и торговых рисков до приемлемого уровня), насколько это возможно в рамках существующих политических реалий, в рамках государств с разным политическим устройством, но связанных в единое пространство Большой энергетической Европы единой трансграничной, капиталоемкой, стационарной инфраструктурой, объективно обрекающей эти страны на долгосрочное взаимодействие.

Более того, именно такую задачу в качестве целеполагания для деятельности КСГ сформулировал на первом заседании КСГ в октябре 2011 года тогдашний сопредседатель КСГ со стороны ЕС, гендиректор директората по энергетике Еврокомиссии Филип Лоу: «Минимизировать взаимные риски и неопределенности до приемлемого уровня». Володя (и, помнится, с его подачи, сопредседатель КСГ со стороны РФ замминистра энергетики РФ А. Б. Яновский) сразу ухватился за эту фразу, многократно повторил ее в ходе обсуждения как бы проверяя на слух, на вкус, на устойчивость, и потом очень часто приводил в качестве цитаты в разных документах и любил повторять при нашем общении.

Следующее заседание РГ2 КСГ, которое состоится в апреле 2020 года и пройдет в Еврокомиссии, будет юбилейным – 30-м. Основа нынешней повестки – вопросы декарбонизации рынка газа ЕС и эффективное участие российской стороны в этом процессе на взаимовыгодной основе. Один из путей экспортно ориентированного участия РФ в низко-углеродном развитии ЕС, в том числе, посредством производства водорода из метана без выбросов CO₂, что ведет к удешевлению декарбонизации для ЕС (по сравнению с альтернативными решениями производства водорода) и дополнительной монетизации

ресурсов российского газа. Увы, это и последующие заседания РГ2 КСГ теперь будут проходить уже без Володи...

Мне было очень легко общаться с ним. И очень тяжело одновременно. Легко – потому что между нами отсутствовали те формальные и/или неформальные барьеры, которые зачастую существуют между людьми и мешают им в полной мере оставаться самим собой в рамках общения. Нам легко было высказывать свои соображения друг другу, ибо по многим вопросам мы были настроены на одну волну. Тяжело – потому что наше общение чаще касалось профессиональных вопросов, по которым не только у нас двоих, но и в стране и/или мире зачастую отсутствовала четко выраженная и при этом не менее убедительно обоснованная позиция, система аргументов. Володя с его фундаментальными знаниями (достоинства советской системы физико-математического образования давали о себе знать) быстро видел или находил слабые или недостаточно убедительные места в моей системе аргументов и/или сам выдвигал глубоко обоснованную систему контрдоводов, поэтому разговоров в расслабленном ключе у нас, помнится, не было – все время нужно было находиться в тонусе. Но это и стимулировало, работал эффект питательной среды, независимо от того, были это наши двусторонние с ним или многосторонние неформальные среди ближайших друзей и/или коллег или более официальные обсуждения (например, на заседании Ученого совета ФИЭФ, где, помнится, на моем последнем выступлении при Володе о вызовах Парижского соглашения для России и мира мне пришлось изрядно попотеть, отвечая на его вопросы).

В том, насколько он был (и остается) известен и уважаем в международной энергетической среде, я только что в очередной раз убедился, побывав на уже 12-й по счету Европейской газовой конференции, проходившей 27–29 января в Вене, участниками которой в прошлые годы бывали мы с ним. После Володиной кончины я разослал письмо его памяти с информацией о его уходе из жизни всем участникам КСГ с российской и европейской стороны, кому-то позвонил/написал напрямую – и немедленно (прямо или опосредованно) получил ряд откликов с соболезнованиями от многих знаковых фигур в европейской и мировой энергетике и энергополитике (К. Д. Борхард, В. Больц, Й. Ингверсен, Дж. Стерн, Ф. Бирол, В. Гронендийк, Р. Дикель, К. Клеттингс, М. Сипос, А. Рар, Т. Густафсон и др.). Издатель международного журнала *Natural Gas World*, по-видимому, самого читаемого сегодня бизнес-журнала в газовой отрасли, В. Пауэлл немедленно откликнулся на мою просьбу опубликовать некролог «Памяти В. Фейгина» на сайте журнала, и во время конференции ко мне подходили многие ее участники, представители газового бизнеса разных частей света, где Володя снискал профессиональное уважение, со словами соболезнования и просьбой передать их его родным и близким. Пользуясь страницами журнала, передаю эти многочисленные международные соболезнования на уход Володи его семье и нам, его друзьям и коллегам. ❧



РЕЙТИНГ '19

Рейтинг нефтегазовых компаний – 2019

Автор: СКАН-Интерфакс

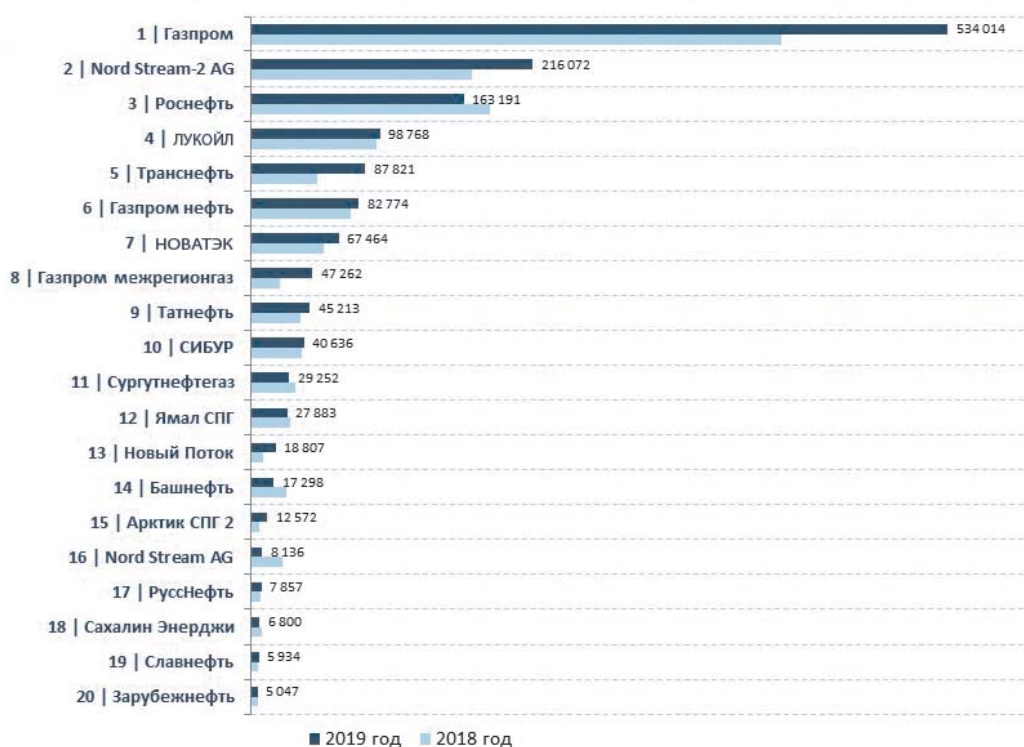
По итогам 2019 года «Газпром» традиционно возглавил рейтинги российской нефтегазовой отрасли по количеству упоминаний в средствах массовой информации и индексу заметности (см. «Количество упоминаний в СМИ / ТОП-20 компаний отрасли» и «Индекс заметности / ТОП-20 компаний отрасли»). Причем по всем этим показателям он более чем в два раза опередил компанию Nord Stream 2 AG, занявшую вторую строчку. Компания «Роснефть» заняла третье место в рейтингах. В 2019 году количество упоминаний «Газпрома» выросло на 31% к 2018 году, а показатель индекса заметности увеличился на 7,5%. За год значительно возросли показатели Nord Stream 2 AG: количество упоминаний компании выросло на 28%, а показатель индекса заметности увеличился сразу в три раза. В то же время показатели «Роснефти»

продемонстрировали снижение: по количеству упоминаний на 11%, по индексу заметности на 18%.

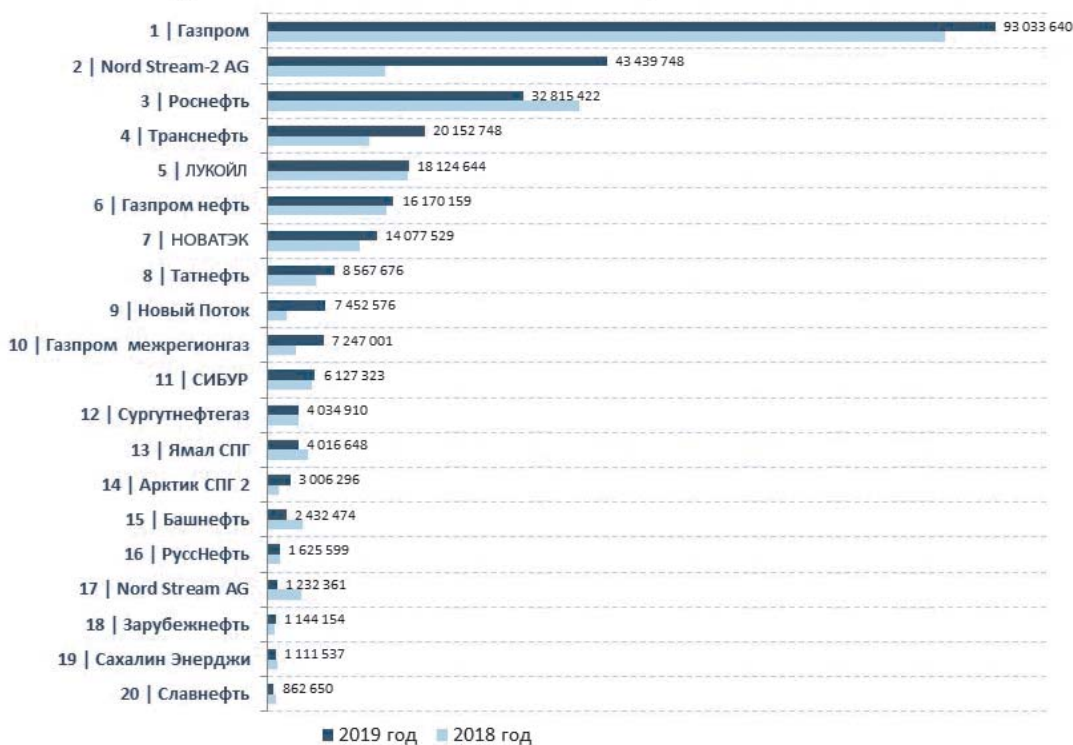
Основная масса публикаций в медиаполе «Газпрома» касалась международных газотранспортных проектов компании, поставок и транзита газа через территорию Украины, кадровой политики «Газпрома» и его дочерних предприятий. В 2019 году было завершено строительство магистрального газопровода «Сила Сибири». Второго декабря «Газпром» начал поставки российского газа в Китай по восточному маршруту. К моменту запуска протяженность участка газопровода составила свыше 2 тыс. км – от Якутии до границы с КНР в районе Благовещенска.

В ушедшем году «Газпром» вел активное строительство газопровода «Турецкий поток». В частности, было завершено сооружение приемного терминала в Турции

Количество упоминаний в СМИ | ТОП-20 компаний отрасли



Индекс заметности | ТОП-20 компаний отрасли



(строительство морского участка газопровода было завершено в 2018 году). Торжественная церемония открытия газопровода «Турецкий поток» состоялась восьмого января 2020 года во время визита Президента РФ Владимира Путина в Турцию.

СМИ также широко освещали санкционное давление, оказываемое на проекты компании. В частности, из-за санкций США швейцарская компания Allseas была вынуждена отказаться от прокладки газопровода «Северный поток-2» на морском участке, что привело к затягиванию сроков его строительства и повышению затрат на реализацию проекта.

Важным результатом работы «Газпрома» по обеспечению стабильности поставок в Европу стало подписание пакета документов для продолжения транзита российского газа через территорию Украины после 2019 года (срок действия прежнего договора истек в 2019 году). 30 декабря «Газпром», НАК «Нафтогаз Украины», ООО «Оператор газотранспортной системы Украины» и Министерство юстиции Украины подписали пакет соответствующих документов, в рамках которых стороны также урегулировали все арбитражные и судебные иски друг против друга (предварительно «Газпром» выплатил «Нафтогазу» \$2,9 млрд в соответствии с решением Стокгольмского арбитража).

Большой общественный резонанс вызвало Дело Арашуковых – уголовное дело о масштабных хищениях газа, возбужденное в отношении сенатора Совета Федерации от Карачаево-Черкесии Рауфа Арашукова, его отца, советника гендиректора ООО «Газпром межрегионгаз» Рауля Арашукова, и менеджеров структурных подразделений «Газпрома». Они подозреваются в хищениях газа на сумму более 30 млрд рублей. Следственные органы активно вели расследование уголовного дела, выявляя новые обстоятельства и эпизоды. В этой связи серьезные кадровые изменения произошли в руководстве ООО «Газпром межрегионгаз» и других дочерних структур «Газпрома».

Компания Nord Stream 2 AG, занявшая второе место в рейтингах, с 2018 года стала стабильно входить в число лидеров. Это связано с началом активной фазы строительства газопровода «Северный поток-2» и давлением, оказываемым на данный проект со стороны США и некоторых европейских стран. Масштабный международный газотранспортный проект привлекает пристальное внимание российских и зарубежных СМИ ко всем событиям, сопровождающим его реализацию.

С сентября 2018 года по декабрь 2019-го велась активная укладка газопровода в Балтийском море. Общая протяженность двух ниток газопровода – свыше 1200 км. Первоначально проект предполагалось завершить до конца 2019 года, но активное противодействие США и ряда европейских стран не позволили реализовать его в намеченные сроки. Так, восточноевропейские страны вели активную кампанию против строительства «Северного потока-2», а власти Дании максимально затянули выдачу разрешения на укладку труб в своих территориальных водах.

20 декабря президент США Дональд Трамп подписал оборонный бюджет страны на 2020 год, который, в частности, вводит санкции против «Северного потока-2»

и «Турецкого потока». Сразу после публикации документа швейцарская компания-трубоукладчик Allseas свернула работы по укладке труб «Северного потока-2» в Балтийском море, ей оставалось уложить 160 км трубопровода. Россия завершит создание «Северного потока-2», не прибегая к помощи зарубежных строительных компаний, заявил глава «Газпрома» Алексей Миллер. На полную мощность газопровод сможет выйти в 2021 году.

В медиаполе «Роснефти» активно обсуждалось уголовное дело, возбужденное в марте 2019 года в отношении бывшего губернатора Хабаровского края Виктора Ишаева, обвиняемого в мошенническом хищении средств ПАО «Роснефть», где он был вице-президентом в 2013–2018 годах. Широко освещалась также внешнеэкономическая деятельность компании.

Госсекретарь США Майк Помпео обвинил «Роснефть» и ее руководство в покупке нефти у Венесуэлы в обход санкций США. По словам Помпео, несмотря на введенные против венесуэльской нефтяной госкомпании PDVSA санкции, «Роснефть» продолжила закупать у нее нефть. В «Роснефти» ответили, что заявления Помпео «беспочвенны, субъективны и предвзяты». Угрозы Помпео в адрес «Роснефти» бессмысленны, заявили в МИД РФ. По словам экспертов, «Роснефть» не нарушает санкции, так как поставки нефти производятся в счет погашения долга PDVSA, который был сформирован до их введения. Во время визита главы «Роснефти» Игоря Сечина в Нью-Дели индийские компании подтвердили свой интерес к вхождению в арктический проект «Восток Ойл».

Широко освещались также участие «Роснефти» в Петербургском международном экономическом форуме и заключенные на его полях соглашения компании с регионами. Глава «Роснефти» принял активное участие в мероприятиях форума. Большой резонанс был вызван заявлением Сечина о том, что США с помощью санкций против РУСАЛа фактически добились контроля над несколькими секторами российской металлургии. Комментируя его слова, пресс-секретарь президента РФ Дмитрий Песков заявил, что Россия сохраняет необходимый контроль государства в стратегических отраслях экономики.

Большое внимание СМИ было уделено также выступлению Игоря Сечина на XII Евразийском экономическом форуме в Вероне (Италия), где он сообщил, что «Роснефть» завершила перевод своих экспортных контрактов в евро. В 2019 году Сечин активно лоббировал предоставление «Роснефти» налоговых льгот. По его словам, компания получает меньше всех льгот в российской нефтегазовой отрасли. В марте Канада вслед за США и ЕС ввела новые санкции против России: в списке больше 100 человек, среди них оказался и руководитель «Роснефти» Игорь Сечин.

Помимо этих тем, СМИ активно обсуждали доходы топ-менеджмента «Роснефти», а также нецелевое использование материальных средств компании. Широко освещались и корпоративные события: годовое собрание акционеров ПАО «Роснефть» и переизбрание экс-канцлера Германии Герхарда Шредера председателем совета директоров компании «Роснефть».



В **2020** г. **22** номера журнала
НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

 **НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ**

Стоимость годовой печатной версии журнала – **37 818,00 руб.**

Стоимость на 1-е полугодие (12 номеров) печатной версии – **20 628,00 руб.**

Стоимость на 2-е полугодие (10 номеров) печатной версии – **17 190,00 руб.**

Стоимость годовой электронной версии журнала – **39 600,00 руб.**

Стоимость на 1-е полугодие (12 номеров) электронной версии – **21 600,00 руб.**

Стоимость на 2-е полугодие (10 номеров) электронной версии – **18 000,00 руб.**

ОФОРМИТЬ ПОДПИСКУ
В РЕДАКЦИИ –
ВЫГОДНО И УДОБНО

Подписаться можно:

через редакцию журнала
(495) 637-83-33,
podpiska@ngv.ru

по каталогу РОСПЕЧАТЬ
индексы 47571 и 36281

по каталогу ПРЕССА РОССИИ
индекс 45380

через агентство УРАЛ-ПРЕСС
(499) 391-68-21,
(499) 700-05-07 доб. 3102
nisakina@ural-press.ru

ЖУРНАЛ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ. ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!



НЕФТЕГАЗОВАЯ

ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

www.ngv.ru

КТО ВЛАДЕЕТ ИНФОРМАЦИЕЙ, ОБРЕЧЕН НА УСПЕХ!

Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль» издается более 20 лет. Занимает лидирующие позиции в сегменте нефтегазовых СМИ России. Журнал ориентирован на руководителей и специалистов предприятий топливно-энергетического комплекса, политиков и представителей органов власти, профессионально интересующихся проблемами ТЭК. Издание тесно взаимодействует с Министерством энергетики России.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ. ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!

27—28 февраля 2020 г.

Санкт-Петербург,
Belmond Grand Hotel
Europe

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

Импортзамещение в нефтегазовой промышленности — 2020

КЛЮЧЕВЫЕ СЕССИИ ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ

- ▶ «Технологический суверенитет и энергетическая безопасность страны»
- ▶ «Национальный инновационный центр технологий энергетического сектора «Русский Хьюстон» в Санкт-Петербурге»
- ▶ «Унификация подходов к стандартизации и сертификации российскими нефтегазовыми компаниями и компаниями стран сделки ОПЕК+»

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ SLAM-СЕССИИ

- ▶ «Текущий уровень НИОКР: активности и перспективы»
- ▶ «Переход к цифровым и когнитивным закупкам»
- ▶ «Форсайт крупных проектов в нефтегазовой отрасли России»

16+

Реклама

Организатор:

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

Стратегические партнеры:



Подробную информацию о деловой программе конференции можно получить в организационном комитете по телефонам:

+7 495 640 3464, 8 800 333 0515

или по электронной почте:

mail@oilandgasforum.ru,
importzamena.oilandgasforum.ru



ОТ РАЗРАБОТКИ
КОМПЛЕКСНЫХ ИНЖИНИРИНГОВЫХ РЕШЕНИЙ
ДО ЭФФЕКТИВНОГО РЕЗУЛЬТАТА

www.ntcea.ru

ООО «НТЦ «ЭНЕРГОАВТОМАТИЗАЦИЯ»