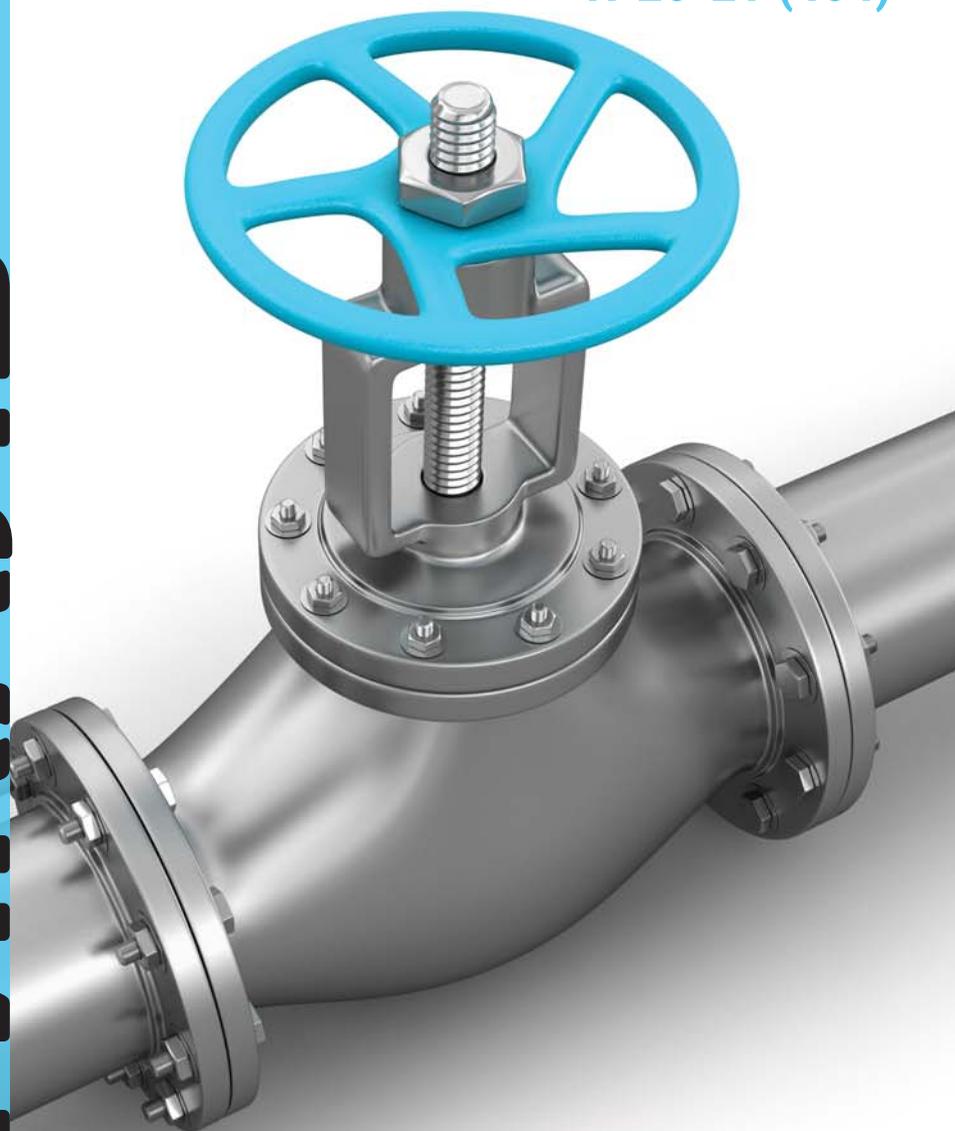




www.ngv.ru

ДЕКАБРЬ '19
№20-21 (464)



НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

**СИЛА «ГАЗПРОМА» ПРИРАСТЕТ
ВОСТОКОМ**

Стр. 14

**А. НИКОЛАЕВ:
ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА
В АРКТИКЕ ОТКРЫВАЕТ НОВЫЕ
ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ
ЯКУТИИ**

Стр. 24



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



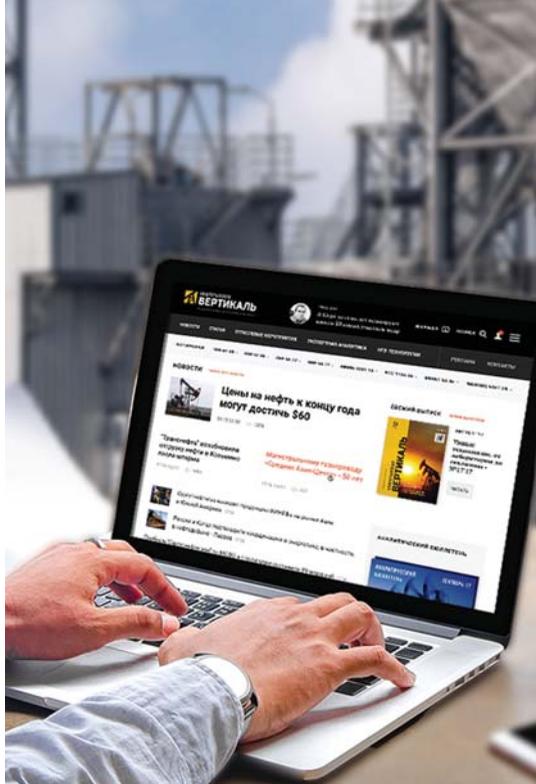
13–16 апреля 2020

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»
www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

Декабрь 2019
№ 20-21 (464)



В номере:

СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

6 Коротко о главном

ТЕМА НОМЕРА

14 Сила «Газпрома»
прирастет Востоком
Н. Гриб

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

20 Якутия – стратегический
регион в области ТЭК
Е. Косарева

24 Интервью с главой республики
Саха (Якутия) А. Николаевым



ТЕМА НОМЕРА

НЕФТЕНОСНЫЕ ВЕНЫ
РОССИИ

КАК БУДЕТ
РАЗВИВАТЬСЯ
НЕФТЕПРОВОДНАЯ
СИСТЕМА

7

АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

32 Нефть и газ Якутии:

перспективы
и ограничения

И. Филимонова

С. Моисеев

В. Немов

И. Проворная

43 Банк качества нефти

Т. Сафонова

48 Глубоководный шельф как альтернатива сланцу

К. Миловидов

56 Сланцевая точка

А. Фролов

КОМПАНИИ И РЫНКИ

61 Россия на глобальных рынках газа

С. Капитонов

69 Есть куда расти

В. Прусаков

78 «АссоНефти» – 25

Е. Корзун

88 От Чаянды до Чоны

Аналитическая служба

«Нефтегазовой Вертикали»

94 Ключевой инструмент

цифровой трансформации

А. Зацепин

Д. Марисов

Н. Медведев

В МИРЕ

100 «Газпром»

и ближневосточный газ

Т. Шмелева

105 Снова пылающий континент

П. Богомолов

110 Ценообразование

на газ в Индии

В. Губанов

Редакционный совет

Кирилл Молодцов

(председатель)

Ольга Голант

(заместитель председателя)

Александр Клевлин

(ответственный секретарь)

Сергей Жданов

Ирина Кезик

Андрей Конопляник

Алексей Конторович

Елена Корзун

Владимир Корнев

Татьяна Митрова

Владимир Фейгин

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор

Александр Клевлин

klevlin@ngv.ru

Заместитель гендиректора

Илья Быков

bykov@ngv.ru

Редакция

Главный редактор

Ирина Кезик

kezik@ngv.ru

Шеф-редактор

Валерий Андрианов

andrianov@ngv.ru

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»

Дмитрий Ананьев

adg@ngv.ru

Вебсайт www.ngv.ru

Анастасия Маркина

office@ngv.ru

Администратор

Анастасия Маркина

office@ngv.ru

Журнал зарегистрирован

Комитетом РФ по печати

Регистрационное свидетельство

№ 016629

Заявленный тираж

15000 экземпляров

Отпечатано в ООО «Атлант-С»,

125476, г. Москва, ул. Василия

Петушкова, д. 8, этаж 3

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов

ссылка на журнал «Нефтегазовая

Вертикаль» обязательна

Подписной индекс:

ОАО Агентство «Роспечать» 47571

Объединенный каталог

«Пресса России» том 145380

Редакция не несет ответственности

за достоверность информации,

опубликованной в рекламных

объявлениях

Фактический адрес:

Пресненская наб., дом 10

Комплекс «Башня на Набережной»,

Блок С, этаж 47

Тел./ факс: +7 (495) 637-83-33

+7 (495) 510-57-24

Электронная почта: office@ngv.ru

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



**AZIMUT
ЕДИНЫЕ
СТАНДАРТЫ
ГОСТЕПРИИМСТВА**



Бизнес-отель 4* в центре Якутска

- 95 комфортных номеров различных категорий: Стандарт, Полулюкс, Апартаменты, Люкс Супериор
- Бизнес-корнер, 4 конференц-зала, комната переговоров, банкетный зал на 150 персон
- Ресторан национальной и европейской кухни, лобби-бар 24/7, аперитив-бар
- AZIMUT sport: фитнес-зал, бассейн, сауна, солярий и салоны красоты

+7 (4112) 39 13 13
www.azimuthotels.com





Новые возможности системы контроля работы трубопровода для соединительных деталей в пенополиуретановой изоляции

Во время строительства и эксплуатации скважин и нефтегазосборных сетей на месторождениях нефти и газа в районах Крайнего Севера эксплуатанты сталкиваются с проблемами, обусловленными климатическими условиями районов расположения трубопровода, а именно с чрезвычайно низкими температурами, при которых работают трубопроводные системы. Такие условия окружающей среды формируют повышенные требования к отдельным характеристикам трубопроводов и, как следствие, приводят к дополнительным финансовым затратам.

Объединенная металлургическая компания (АО «ОМК», г. Москва) обладает многолетним опытом решения задач по повышению надежности трубопроводов в районах вечной мерзлоты, снижению тепловых потерь, защите перекачиваемых по трубопроводам сред от низких температур, а также сокращению эксплуатационных расходов.

В 2010 году на заводе «Трубодеталь» (г. Челябинск, завод входит в состав Объединенной металлургической компании) было запущено собственное производство гнутых отводов с пенополиуретановой (ППУ) теплоизоляцией. Первыми проектами, на которых использовались соединительные детали с теплоизоляцией, было крупнейшее газовое месторождение п-ова Ямал Бованенковское и самый северный магистральный нефтепровод Заполярье – Пурпе протяженностью 488 км. Спустя шесть лет, в 2016 году, на заводе была открыта технологическая линия по нанесению теплоизоляционного покрытия (ППУ) на соединительные детали сложной конфигурации (отводы крутоизогнутые и тройники) диаметром 57–1420 мм.

Пенополиуретан считается одним из лучших теплоизолирующих материалов и давно доказал свою надежность при использовании в надземной и подземной прокладке магистральных нефтегазопроводов и тепловых сетей объектов жилищно-коммунального хозяйства.

Соединительные детали трубопроводов (СДТ) с ППУ-изоляцией, которые изготавливаются АО «Трубодеталь», нашли широкое применение при строительстве нефтегазовых трубопроводов в районах вечной мерзлоты.

Высокотехнологичное оборудование, установленное на заводе, позволяет «утеплять» практически весь спектр изделий, которые выпускает предприятие, включая СДТ малого и среднего диаметра сложной конфигурации – тройники, переходы, отводы крутоизогнутые, трубные узлы. До 2016 года минимальный диаметр отвода, на который можно было нанести теплоизоляционное покрытие, составлял 219 мм, сейчас можно наносить теплоизоляцию на изделия диаметром 57–1420 мм.

Все изделия с тепловой изоляцией состоят из слоя ППУ и защитной оболочки, выбор которой зависит от условий эксплуатации трубопровода: оцинкованная (ОЦ) – для надземной прокладки, металлополимерная (МП) или полиэтиленовая (ПЭ) – для подземной прокладки. Производственные мощности цеха позволяют выпускать до 2500 изделий в год.

СДТ с ППУ-теплоизоляцией по требованию заказчика могут оснащаться следующими системами:

• Система путевого подогрева СДТ (скин-эффект)

Идеальное техническое решение при прокладке наземных трубопроводов в районах Крайнего Севера и Сибири для поддержания температуры транспортируемой среды в требуемом диапазоне. Данная конструкция выглядит следующим образом: в заводских условиях внутри теплоизоляционного слоя устанавливают нагревательные элементы в виде труб-спутников. При монтаже трубопровода в трубы-спутники укладываются проводники, образующие с ними электрическую цепь, генерирующую тепло. Впервые такие изделия завод произвел в 2014 году для строящегося межпромышленного нефтепровода Харьяга – Южное Хыльчуню на северо-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа.

• Система оперативного дистанционного контроля (СОДК)

В данной системе контроля изделие оснащается специальными проводниками-индикаторами, которые при изготовлении устанавливаются в теплоизоляционном слое. Смонтированная система основывается на мониторинге изменения электрического сопротивления между медными проводниками и стальным трубопроводом и позволяет выявить участки теплоизоляции с повышенной влажностью, а значит, с повреждением изделия или его теплоизоляции. СОДК не может применяться на трубопроводах, имеющих антикоррозионное покрытие.

• Система прокладки кабелей контроля в канале, расположенном в слое ППУ

С недавнего времени появилась возможность изготовления теплогидроизолированных отводов с каналом в теплоизоляционном слое для прокладки в нем кабелей мониторинга, и /или сигнализации, и /или связи – например, кабелей волоконно-оптической системы контроля (ВОСК).

Новая система контроля обладает множеством преимуществ, в числе которых:

- контроль состояния 24 часа в сутки 365 дней в году;
- минимизация вероятности возникновения аварий, что позволяет уменьшить стоимость ущерба от аварий;
- увеличение срока эксплуатации и сокращение эксплуатационных расходов;
- полная автоматизация контроля технического состояния;
- срок службы линейной части системы – 30 лет;
- линейная часть системы не требует обслуживания и энергопотребления;
- система взрывопожаробезопасна;
- высокая точность определения события до 1 м с чувствительностью до 1 мм и на 0,1°C.

Главным отличием изделий с каналом в слое ППУ от изделий с конструкцией СОДК является возможность в условиях монтажа проложить любой тип кабеля по требованиям заказчика.

Еще одно различие между двумя системами контроля состоит в том, что СОДК позволяет определить только факт прорыва и примерное местоположение протечки по длине трубопровода (аппаратура показывает, где произошло замыкание проводников из-за намкания). Система прокладки кабелей контроля в канале, расположенном в слое ППУ, может контролировать гораздо большее число параметров: проводит мониторинг температуры и деформации трубопровода, утечек из газо- и нефтепроводов, детектирует внешние воздействия (подвижки грунта, работа тяжелой техники вблизи трубопровода) и др.

Завод «Трубодеталь» постоянно реализует мероприятия по созданию новых мощностей для расширения линейки своей продукции, модернизации оборудования, разработки уникальных технических решений и по внедрению новых технологий производства. Проведение таких работ позволяет поддерживать репутацию сильного производителя, предлагающего комплексные решения, востребованные ведущими нефтяными и газовыми компаниями.



ОБЪЕДИНЕННАЯ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ

115184, РФ, г. Москва, Озерковская наб., д. 28, стр. 2

тел.: +7 (495) 231-77-71/72

e-mail: info@omk.ru, sales@omk.ru

www.omk.ru

КОРОТКО О ГЛАВНОМ

«ГАЗПРОМ» ОФИЦИАЛЬНО ВЫСТАВИЛ УСЛОВИЯ КИЕВУ

«Газпром» в ноябре направил в адрес «Нафтогаза Украины» официальное предложение о продлении действующего транзитного контракта либо заключении нового сроком на один год. Об этом говорится в сообщении российского холдинга.

«Необходимыми условиями продления действующего контракта или заключения нового договора являются отказ обеих сторон от всех взаимных претензий в международном арбитраже и прекращение всех судебных разбирательств; отмена решения Антимонопольного комитета Украины о наложении на «Газпром» штрафа за якобы «нарушение экономической конкуренции»; отзыв ходатайства «Нафтогаза Украины» об инициировании Европейской комиссией расследования против «Газпрома», – говорится в сообщении компании.

Помимо этого, российская компания ждет решения Украины по поводу прямых поставок газа с 2020 года. Копии письма были направлены министру энергетики и защиты окружающей среды Украины Алексею Оржелю и заместителю председателя Европейской комиссии Марошу Шефчовичу.

Ранее президент России Владимир Путин говорил, что необходим «нулевой вариант» (то есть отказ от всех претензий) и что российская сторона готова к заключению нового контракта на транзит либо к продлению действующего, но Украина обостряет ситуацию, подавая новые иски в против «Газпрома».

Киев, в свою очередь, заявлял, что не намерен отказываться от судебных претензий: около \$3 млрд по транзитному спору, решение по которому в 2018 году вынес Стокгольмский арбитраж («Газпром» это решение обжаловал, – НГВ), более \$6 млрд по требованиям Антимонопольного комитета Украины и \$12,25 млрд по недавнему иску, связанному с отказом России пересмотреть тариф на транзит российского газа в период с 13 марта 2018 года по 31 декабря 2019 года.

ПОЛЬША ОТКАЗАЛАСЬ ПРОДЛЕВАТЬ КОНТРАКТ С «ГАЗПРОМОМ»

Польская PGNiG официально уведомила «Газпром» о намерении завершить действие контракта на поставку российского газа. Речь идет о так называемом Ямальском контракте, срок которого истекает 31 декабря 2022 года.

Руководство польской компании считает, что прекращение импорта из России может быть компенсировано за счет поставок сжиженного природного газа (СПГ в Польшу уже поступает из Катара и США) и новых месторождений в Северном море. Таким образом, Ямальский контракт может быть завершен без ущерба для энергетической безопасности Польши.

В польской компании считают, что с 2014 года переплачивают за поставки «Газпрома» порядка 1 млрд злотых (\$256 млн) в год. Об этом заявил глава PGNiG Петр Возняк в интервью телеканалу TVP Info. По словам Возняка, Польша рассчитывает возместить переплату в рамках арбитражного разбирательства, решение по которому должно быть вынесено до начала 2020 года. При этом полученные средства позволят PGNiG снизить цены на газ для розничных и корпоративных клиентов.

ПРЕМИИ НА URALS ДОСТИГЛИ МАКСИМУМА

Премии на российскую нефть Urals относительно так называемой североморской корзины (пять сортов нефти, добываемой в Северном море: Brent, Forties, Oseberg, Ekofisk и Troll) по итогам прошлой недели достигли максимума с января 1990 года, то есть фактически за всю историю мониторинга.

Как сообщает агентство Argus, в Северо-Западной Европе премия составила \$ 1,05/барр, в Средиземноморье – \$ 1,5/барр. При этом в абсолютном выражении российская нефть в Северо-Западной Европе подорожала до \$ 62,87/барр (+\$ 1,98), в Средиземноморье – до \$ 63,32/барр (+\$ 1,68).

Рост цен Argus объясняет ограниченным предложением в ноябре (по оценкам агентства, оно снизится на 483 тыс. барр/сут., до 2,3 млн барр/сут.) при укреплении спроса на среднетяжелую нефть.

В начале ноября Счетная палата РФ сообщала о том, что за девять месяцев 2019 года доходы российского бюд-

жета от пошлин на сырую нефть и нефтепродукты снизились на 20,4 и 25%, соответственно. Причинами этого послужили сокращение объемов поставок и снижение цены Urals. Российский Минфин 1 ноября сообщал, что с января по октябрь средняя цена Urals снизилась год к году на 11,2%, до \$ 65,53.

Руководитель рабочей группы по ценообразованию и рынкам при Минэнерго РФ Вячеслав Мищенко рассказал «Нефтегазовой Вертикали», что, хотя текущая премия на Urals позитивный фактор для России, но премия в любой момент может смениться дисконтом.

«Как бы не развернулся рынок, Urals остается зависимой от североморской корзины, то есть от ценообразования на внешних рынках, – указывает эксперт. – Учитывая, что Россия остается ключевым поставщиком энергоресурсов, у нее должна быть своя коммерческая стратегия, в рамках которой должны быть созданы национальные бенчмарки, причем это касается не только нефти».



Нефтеносные вены России

Как будет развиваться нефтепроводная система

ЕКАТЕРИНА КОСАРЕВА

Управляющий партнер аналитического агентства WMT Consult

Инцидент с нефтепроводом «Дружба» в начале апреля текущего года подставил под удар репутацию российских нефтегазовых компаний на международной арене. Обнаружилось, что хлориды в нефти превысили допустимую концентрацию в три раза. Убытки оцениваются в миллиарды долларов, испортилось оборудование на белорусских НПЗ. Главный ущерб понесла репутация российской нефти марки Urals, цена на которую резко снизилась. Чтобы поднять ценник до доапрельского, потребуется немало времени.

ПОТРЕБНОСТИ В КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТАХ

Ситуация с «Дружкой» обнаружила проблемы в нефте-транспортной инфраструктуре. «Транснефть» – естественный монополист в обеспечении доставки нефти и нефтепродуктов, более 84% данной продукции перекачивается в рамках инфраструктуры компании.

На возведение и реконструкцию нефтепроводов и продуктопроводов в 2015 году было выделено 378,8 млрд рублей, в 2016 году – 339,5 млрд рублей. Из них на строительство новых объектов направили примерно половину средств.

В 2017 году расходы на инвестиционную программу сократились и составили 73,2 млрд рублей, в 2018 году – 56,3 млрд рублей. Отсутствие в планах масштабных строек объяснимо: в 2022 году заканчивается инвестиционный цикл, большинство крупных проектов уже завершено.

За первую половину 2019 года, согласно отчету «Транснефти», на амортизацию и износ ушло порядка 105,37 млрд рублей. Первый вице-президент «Транснефти» Максим Гришанин заявил: на техническое перевооружение и капитальный ремонт существующих сетей выделено 220–240 млрд рублей. Он подтвердил, что крупных проектов пока не будет.



В 2014 году была принята долгосрочная инвестиционная программа до 2020 года. Общие затраты на ее исполнение составили около 1 трлн рублей. Программа включала в себя как строительство новых нефтепроводов, так и обширную реконструкцию старых сетей, главным образом для увеличения пропускной способности. Общий объем программы неоднократно пересматривался и вырос еще на 122 млрд рублей за счет включения в программу еще четырех объектов: нефтепровод ВСТО на Комсомольский НПЗ (46,9 млрд рублей), 3-й этап строительства нефтепродуктопровода «Юг» (69 млрд рублей), подключение НПЗ «ТАНЕКО» (1,7 млрд рублей), расширение сети нефтепровода Уса – Ухта – Ярославль (6,8 млрд рублей). Строительство этих дополнительных объектов финансировалось за счет заинтересованных в конкретном участке нефтепровода «Роснефти», «Татнефти» и ЛУКОЙЛа.

Планируемая сумма на фоне показателей 2017-го или 2018 года (220–240 млрд рублей) выглядит внушительной и могла бы быть объяснена инцидентом на нефтепроводе «Дружба». Однако еще в августе 2018 года президент ПАО «Транснефть» Николай Токарев анонсировал планы компании по масштабной реконструкции существующей инфраструктуры. Он объявил, что в течение четырех лет до 2024 года на инвестпрограмму будет выделено 120 млрд рублей, а на капитальное переоснащение – до 1 трлн рублей. Средства на капремонт воз-

мут из тарифных поступлений полностью, а на осуществление инвестпрограммы – 16% от тарифа. Остальное придется изыскивать из других источников.

Во второй половине 2019 года уже возможно подвести итоги долгосрочной инвестиционной программы (см. «Итоги долгосрочной инвестиционной программы»).

В 2019 году осталось завершить два намеченных проекта в рамках ВСТО по увеличению пропускной способности нефтепроводов. На участке Тайшет – Скворородино – до 80 млн т/год, на участке Скворородино – Козьмино – до 50 млн т/год.

«Транснефть» – естественный монополист в обеспечении доставки нефти и нефтепродуктов, более 84% этой продукции перекачивается в рамках инфраструктуры компании

В интервью изданию «Трубопроводный транспорт нефти» за апрель 2019 года вице-президент ПАО «Транснефть» Алексей Сапсай обозначил приоритеты Программы технического перевооружения и реконструкции

ИТОГИ ДОЛГОСРОЧНОЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

Название проекта	Дата завершения проекта	Вложенные инвестиции, млрд руб.	Примечание
ВСТО-I («Восточная Сибирь – Тихий океан»)	2009	420 из них 350 – на строительство 60 – на спецморнефтепорт еще 6 – на строительство терминала в Сковородино	Введен в эксплуатацию объект Тайшет – Сковородино, а также спецморнефтепорт Козьмино
Сковородино – Мохэ	2010	11,96 до китайской границы (цена 2007 г.)	Участок – ответвление от ВСТО, осуществляется экспорт нефти в Китай (15 млн т/год)
	2017	9	Увеличение объемов поставок до 30 млн т/год
ВСТО-II	2012	350	Участок Сковородино – Козьмино
Балтийская трубопроводная система 2 (БТС-2)	2012	95,14	
Ярославль – Москва	2014	9,5	
Заполярье – Пурпе	2016	236,81	
Куюмба – Тайшет	2016	124,21	
Куйбышев–Тихорецк и Жирновск – Волгоград	2017	Нет информации	Увеличены поставки нефти на «Газпромнефть-МНПЗ» до 12 млн т/год
Участки магистрального нефтепровода до НПЗ «ТАНЕКО»	2018	Нет информации	Подключение к магистральному нефтепроводу новых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа
Расширение КТК	2017	\$5,4 млрд	Увеличение объема нефтепродуктов на участке Тенгиз – Новороссийск до 67 млн т/год
«Север»	2018	36,36	Рост пропускной способности порта Приморск до 25 млн т/год
«Юг», 1 этап	2017	80,4	Расширение участка Тихорецк – Новороссийск
«Юг», 2 этап	2018		Строительство нефтепродуктопровода Волгоград – Тихорецк и ж/д эстакады на ГПС «Тингута»
Волгоградский НПЗ – ГПС «Тингута»	2018	29,7	Строительство участка по договору с ЛУКОЙЛом, подключение к МН Куйбышев – Тихорецк и МП Волгоград – Тихорецк
Реконструкция московского кольцевого нефтепродуктопровода	2018	41,9	Пропускная способность обновленной системы – 14 млн т нефтепродуктов
Реконструкция магистральных нефтепроводов на НПЗ Краснодарского края	Август 2019	Нет информации	Ввод в эксплуатацию НПЗ-3 «Нововеличковская»

Источник: составлено автором по материалам «Транснефти»

(ТПР). За период 2019–2023 годов «Транснефть» обещает ввести в эксплуатацию 4,4 тыс. объектов, заменить 5,1 тыс. км участков линейной части, отреставрировать или построить 349 резервуарных емкостей (объемом до 5,5 млн м³). Также запланировано возвести или реконструировать 120 АСУ и 149 систем измерений качества и количества нефтепродуктов. Кроме того, в планах заменить 504 магистральных насоса и 447 электродвигателей.

Таким образом, судя по высказываниям и намерениям первых лиц компании, инцидент с «Дружбой» не внес значительных коррективов в программу техперевооружения «Транснефти».

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА В НЕФТЕПРОВОДАХ «ТРАНСНЕФТИ»

После апрельских событий необходимо ответить на вопросы, почему это произошло и как не допустить повторного чрезвычайного происшествия. Представители российских нефтяных компаний выступили за изменение мониторинга контроля качества, если старая система дает сбой. Они солидарны с мнением бывшего канцлера ФРГ Герхарда Шрёдера, который от имени европейских потребителей направил письмо с предложениями по улучшению системы контроля в правительство России. Конструктивные меры должны в скором будущем, по мнению Шрёдера, восстановить подорванный авторитет российской марки Urals. В частности, речь идет о создании независимого института для постоянного контроля качества, куда пригласят компетентных экспертов. Кроме того, Шрёдер рекомендовал снизить планку предельной концентрации хлоридов в нефти с шести частей на миллион до единицы.

Предложение одобрила «Роснефть»: видоизмененная система стала бы более прозрачной для партнеров и потребителей. Однако эта рекомендация вызвала резкую критику со стороны самой «Транснефти», что еще больше накалило ситуацию. Действия компании спровоцировали, в свою очередь, возмущение в профессиональных кругах.

Так ли необходима модернизация системы контроля качества в «Транснефти»? Рассмотрим, как в компании организован мониторинг качества.

На данный момент в компании действует стандарт, разработанный в 2017 году советом экспертов. Стандарт касается контроля качества строящихся объектов и нефти/нефтепродуктов. Вице-президент «Транснефти» Алексей Сапсай сформулировал базовый принцип политики компании в области качества следующим образом: «Производить качество, а не контролировать его, когда работа уже выполнена».

Инцидент с «Дружбой» не внес значительных коррективов в программу техперевооружения «Транснефти»

Компания прежде всего уделяет внимание внедренной в 2015 году системе менеджмента качества в области строительства (СМК). СМК основана на системном и процессном подходе и отвечает современным требованиям ГОСТ ISO 9001 (межгосударственный стандарт). Все вновь строящиеся или реконструируемые объекты должны функционировать безотказно и быть максимально безопасными. Возведенное сооружение проверяют строительный контроль подрядчика, заказчика, авторский надзор организации, которая разработала проект, а также государственный стройнадзор. С 2019 года в рамках той же СМК на объектах внедрена особая методика, контролирующая качество во время строительно-монтажных работ. Приезжает инженер строительного производства и лично проверяет качество монтажа. Кроме того, в системе мониторинга качества задействованы департаменты компании: службы строительного блока, подразделения строительного контроля и авторского надзора. Сапсай назвал систему контроля качества на объектах «одной из самых совершенных среди других».

Конструктивные меры, по мнению Шрёдера, должны в скором будущем восстановить подорванный авторитет российской марки Urals

Контроль системы качества поставляемой продукции регламентирован ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия», а также «Схемой нормальных (технологических) грузопотоков нефти», утвержденной Приказом Минэнерго РФ № 425 от 3.09.2010 года.

Концепция «Транснефти» относительно качества продукции состоит в том, чтобы не опустить уровень поставляемой на НПЗ или на экспорт нефти ниже показателей 2014 года, несмотря на общее ухудшение показателей принимаемой продукции.

Принцип разделения потоков нефти по нефтепроводам состоит в отслеживании их смешиваемости. В зависимости от концентрации серы нефть подразделяется на малосернистую, сернистую и высокосернистую. Большую часть высокосернистой нефти переправляют на смешение в грузопотоки, в то время как малосернистая нефть идет в основном на НПЗ и на экспорт. Ежегодно специалисты компании принимают решение на основе прогноза, как распределять потоки и в каком направлении. Так, в связи с прогнозированием постепенного увеличения объемов перегоняемой высокосернистой нефти в 2018 году принято решение перенаправить малосернистую с западных направлений на восточные. Кроме того, вырос объем принимаемой нефти в местностях со сложной геологией и аномальными характеристиками (Мессояха, Ванкор). Все эти аспекты значительно ухудшили качество транспортируемой нефти в грузопотоках. Поэтому в 2017 году



для стабилизации показателей нефти был разработан новый стандарт контроля качества.

Программа технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта объектов до 2022 года во многом явилась реакцией на изменяющиеся факторы. В программе описаны технические проекты по строительству автоматизированных станций смешения и транспортных переключек. Такие станции обеспечивают возможность маневра и призваны организовать смесевые потоки заданного качества. Помимо этого, необходимо переоснастить имеющиеся и построить новые химические лаборатории, блоки измерения качества и иные объекты, способные управлять качеством нефти.

Речь идет о создании независимого института для постоянного контроля качества, куда пригласят компетентных экспертов. Кроме того, Шрёдер рекомендовал снизить планку предельной концентрации хлоридов в нефти с шести частей на миллион до единицы

Программные комплексы в лабораториях, помимо непосредственного учета качества продукции (АСКАН)

и планирования грузопотоков нефти (АСПГН), анализируют и лабораторные условия, в которых производятся замеры (АСХАЛ). Непосредственно в нефтепроводах располагаются серомеры. Эти устройства в режиме онлайн отправляют информацию в оперативные программные комплексы для круглосуточного полностью автоматизированного контроля (АСОКН).

В качестве одной из важнейших стратегических задач работы компания выделяет стабилизацию качества параметров поставляемой на НПЗ нефти. Кроме того, принято решение о перенаправлении притока добычи нефти с высоким содержанием серы в экспортные потоки. В связи с этим «Транснефть» лоббировала следующие изменения нормативов по содержанию серы в Схеме грузопотоков: Приморск – 1,63%, «Дружба» – 1,8%, Новороссийск – 1,55%.

В начале сентября 2019 года прошел совет инвесторов. Руководство «Транснефти» отчиталось о мероприятиях, проведенных в связи с апрельским инцидентом. Во-первых, полностью восстановлена транспортировка нефти. Во-вторых, реализована дорожная карта по ликвидации последствий: с территории Белоруссии вытеснена вся некондиционная нефть. В-третьих, контроль за содержанием хлорорганики теперь ведется ежедневно. В-четвертых, компания направила в правительство России предложение, как можно усовершенствовать нормативную базу по передаче продукции от нефтяной компании в систему «Транснефти».

Кроме того, нефтетранспортная компания обязалась обеспечить качественные показатели нефти, принятой у грузоотправителя согласно требованиям ГОСТ, а также взять на себя расходы задокументированного

ущерба. Финансовый ресурс на выплаты пострадавшим грузоотправителям заложен в отчетность. Вместе с тем топ-менеджмент компании обозначил свою позицию: не вводить новые стандарты качества, не доверять независимым инспекторам замерять параметры продукции на объектах и не изменять действующую систему мониторинга качества продукции, которую в компании считают эффективной.

«Транснефть» виновной в случившемся себя не признает. Возбуждено уголовное дело, по которому компания является потерпевшей стороной. Окончательный ущерб еще не подсчитан.

В системе мониторинга качества задействованы департаменты компании: службы строительного блока, подразделения строительного контроля и авторского надзора. Сапсай назвал систему контроля качества на объектах «одной из самых совершенных среди других»

НЕЗАВИСИМОСТЬ «ТРАНСНЕФТИ» ОТ ИМПОРТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

«Транснефть» – одна из немногих крупнейших компаний на российском рынке, на которую западные санкции не оказали ощутимого влияния. Причина этого – политика компании, которая с 2008 года начала стремиться к тому, чтобы все необходимое оборудование можно было купить в России.

Импортозамещение развивается в нескольких направлениях. Это поддержка НИОКР, их взаимодействие с ведущими научно-исследовательскими площадками и практические испытания на строящихся и ремонтируемых объектах «Транснефти», а также создание производственных предприятий при участии зарубежных партнеров. Можно говорить об успехе такой реорганизации: если в 2008 году компания использовала около 25% ввозимого из-за границы оборудования, то в 2019-м – уже 6%. В следующем году планируется практически полностью перейти на отечественное оборудование и разработки (на 97%).

НИОКР

Научными разработками для нужд компании занимается ООО «НИИ Транснефть». Институт тщательно оценивает отечественные предприятия и их способность выпускать нужную продукцию на имеющемся оборудовании, а также изучает, не противоречит ли их техническая документация нормативным документам. НИИ ведет разработку технических заданий для компаний,

заклучает соглашения на совместную работу, проводит лабораторные и промышленные испытания.

Вторая крупная компания, участвующая в разработках, – «Гипротрубопровод». Это главный проектировщик «Транснефти», играющий немалую роль в программе локализации. При разработке очередного проекта специалисты «Гипротрубопровода» ориентируются в первую очередь на российские материалы, оборудование и производителей. За время работы предприятия собрана уникальная база данных отечественных комплектующих, позволяющая создавать оптимальные решения на стадии проектирования.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Чтобы добиться практически полного импортозамещения, «Транснефть» строит собственные заводы с российским и зарубежным участием или переоборудывает имеющиеся отечественные предприятия.

Десять лет назад «Транснефть» закупила насосы за рубежом. Несмотря на относительно низкий процентный показатель импорта, компания фактически находилась в зависимом положении от импортеров: насосное оборудование – важная часть инфраструктуры. Помимо этого, «Транснефть» импортировала приборы учета качества и количества нефти, химические реагенты и антикоррозионные покрытия. Сейчас ситуация кардинально изменилась. Основная масса партнеров были приглашены для создания совместных производств. А это уже иные условия и иные отношения.

В Челябинске открылся завод «Транснефть Нефтяные Насосы» (ТНН) с участием итальянской Termotecnica Pompe S.p.A (25% акций) и российской компании ЗАО «КОНАР». Строительство обошлось в 4,9 млрд рублей (средства, выделенные под программу импортозамещения). ТНН выпускает магистральные, подпорные, горизонтальные насосы и комплектующие для них.

Во-первых, полностью восстановлена транспортировка нефти. Во-вторых, реализована дорожная карта по ликвидации последствий: с территории Белоруссии вытеснена вся некондиционная нефть. В-третьих, контроль за содержанием хлорорганики теперь ведется ежедневно. В-четвертых, компания направила в правительство России предложение, как можно усовершенствовать нормативную базу по передаче продукции от нефтяной компании в систему «Транснефти»

Предприятие «Русские электрические двигатели» открылось в октябре 2018 года. Завод построен совместно с итальянской Nides ASI, которая предоставила российским партнерам конструкторские документы. На строительство потратили 10 млрд рублей. Электродвигатели (вертикальные асинхронные, горизонтальные асинхронные, горизонтальные асинхронные) – соответствуют мировым стандартам. Продукция успешно протестирована в полевых условиях. Так, КПД электродвигателя, установленного на линейной производственно-диспетчерской станции «Соседка» в Пензенской области, равен 96,7%.

В особой экономической зоне «Алабуга» открыт новый завод «Транснефть-Синтез», выпускающий противотурбулентные присадки. Строительство оценивается в 1,7 млрд рублей. Совладельцы предприятия – «Транснефть-Прикамье» и «Ника-Петротэк». Расчетное количество выпускаемых присадок – порядка 3 тыс. тонн в год. «Транснефти» требуется примерно половина. Остальное продадут российским сырьевым компаниям и поставят на экспорт. Таким образом, «Транснефть» откажется от поставок американской Baker Hughes.

Ранее нефтетранспортная компания закупала около 28% систем измерения количества и качества нефти (СИКН) за рубежом. В данный момент завод «Транснефть-Темаш» в г. Великие Луки обеспечивает «Транснефть» СИКН высокого качества, в том числе и мобильными, исключая человеческий фактор при передаче продукции сторонним организациям.

Тюменский ремонтно-механический завод (ТРМЗ) поставляет более 1900 наименований продукции. Это насосные запчасти, станции очистки, трубопроводное оборудование. В 2020 году откроется площадка по производству литейных заготовок.

«Транснефть» – одна из немногих крупнейших компаний на российском рынке, на которую западные санкции не оказали ощутимого влияния. Причина этого – политика компании, которая с 2008 года начала стремиться к тому, чтобы все необходимое оборудование можно было купить в России

Томский завод электроприводов (ТОМЗЭЛ) выпускает электроприводы для запорно-регулирующей арматуры и оборудование для измерения качества нефтепродуктов и газовой среды. ТОМЗЭЛ реализует проекты совместно с компаниями из Казахстана.

С большей частью партнеров, которые ранее поставляли продукцию «Транснефти», сохраняются тесные связи, которые перейдут на более сложный уровень, чем покупатель – продавец.

Так, с компанией WIL0 из Дортмунда, производителем насосного оборудования, в конце 2018 года подписано соглашение о сотрудничестве в сфере сбыта, о совместном производстве комплектующих для водяных насосов и российско-немецкой разработке «Умный город».

«Транснефть» постепенно ушла с зависимых от иностранных партнеров ролей и приобрела вес на международной арене в области научных разработок и высоких технологий

В рамках июньского ПМЭФ-2019 Siemens, производитель электротехнического оборудования, и «Транснефть» подписали договор о стратегическом сотрудничестве. Соглашение касается эксплуатации имеющегося на объектах «Транснефти» оборудования. В дальнейшем возможно внедрение единой системы диспетчерского управления. Такое партнерство перспективно, поскольку позволит управлять оборудованием с соблюдением всех требований кибербезопасности.

Наработки «Транснефти» востребованы за границей. Компания регулярно участвует в международных выставках и форумах, в результате которых заключаются международные соглашения.

«Транснефть» и алжирская Sonatrach подписали меморандум о совместных исследованиях в области внутритрубной диагностики.

В сфере эффективного использования электроэнергии ООО «НИИ Транснефть» добилось серьезных результатов. Институт создал методику бенчмаркинга энергоэффективности на трубопроводах. Разработкой, способной сэкономить средства за счет внутренних резервов компаний, заинтересованы за рубежом.

Лидером в области диагностики нефтепроводов остается «Транснефть – Диаскан». Иранские и бразильские партнеры заказывают проведение диагностики в своих трубопроводных системах, ежегодно заключаются многомиллионные контракты.

«Транснефть» постепенно ушла с позиции зависимых от иностранных партнеров организаций и приобрела вес на международной арене в области научных разработок и высоких технологий. Компания оказывает услуги по проектированию и диагностике действующих трубопроводов. Она производит оборудование, более дешевое по себестоимости и не уступающее по качеству зарубежным аналогам, перспективное на экспортном рынке. За счет открытых «Транснефтью» производств возможность снизить собственный процент импортозамещения получили и сырьевые компании. 🏠



Сила «Газпрома» прирастет Востоком

НАТАЛЬЯ ГРИБ

Управляющий директор WMT Consult

Газопровод «Сила Сибири» позволяет создать гибкую систему экспорта российского природного газа на Востоке. Тем самым «Газпром» неплохо вписывается в экологически ориентированную энергостратегию Китая по снижению углеродного следа и в долгосрочной перспективе может увеличить объем поставок природного газа на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона до 100 млрд м³ в год и более. Этот проект вряд ли будет конкурировать с трубным газом из Центральной Азии, однако сможет начать борьбу за потребителя с поставщиками СПГ в Китае уже в 2020 году. Международное значение проекта заключается в возрастании роли России на газовых рынках региона.

ИЗВЕСТНЫЙ НЕИЗВЕСТНЫЙ ПРОЕКТ

Писать о «Силе Сибири» сложно, потому что среди читателей НГВ нет человека, который бы не знал о сути проекта – поставках газа с месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока в Китай. В то же время немногие с уверенностью скажут, что они понимают все подробности и уровни выбранной схемы. Слишком много времени прошло с момента открытия Чаяндынского нефтегазоконденсатного месторождения (Республика Якутия) в 1983 году

и Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Иркутская область) в 1987 году, и слишком много вариантов маршрутов поставок в АТР было рассмотрено за последние 30 лет, прежде чем выкристаллизовался тот «крепкий орешек», который 2 декабря надежно свяжет экономики России и Китая на ближайшие 30 лет. Как ожидается, в присутствии президента России Владимира Путина и председателя КНР Си Цзиньпина в прямом эфире по телемосту российский газ зацементирует взаимозависимость крупнейших экономик мира до 2050 года.

Газопровод «Сила Сибири» – совместный проект «Газпрома» и Китайской национальной нефтегазовой корпорации (CNPC) – начинается от Ковыктинского месторождения, проходит через Чаяндинское к Амурскому газоперерабатывающему заводу и оттуда – в Китай. Общая протяженность газопровода – около 3 тыс. км, проектная экспортная мощность – 38 млрд м³, давление – 9,8 МПа, диаметр трубы – 1420 мм, стоимость – 1,1 трлн рублей (см. «Схема газопровода «Сила Сибири»»).

Газопровод «Сила Сибири» – совместный проект «Газпрома» и CNPC – начинается от Ковыктинского месторождения, проходит через Чаяндинское к Амурскому газоперерабатывающему заводу и оттуда – в Китай

Договор между российской и китайской сторонами был подписан 21 мая 2014 года на 30-летний срок с момента начала поставок газа. В сентябре того же года «Газпром» приступил к строительству первого участка – от Чаяндинского месторождения в Якутии до Благовещенска на границе с Китаем и переход через р. Амур – протяженностью около 2200 км. Его сейчас и готовят к запуску. На втором этапе сооружается участок от Ковыктинского месторождения в Иркутской области до Чаяндинского – протяженностью около 800 км. На третьем этапе планируется расширение газотранспортных мощностей на участке от Чаяндинского месторождения до Благовещенска. Китайская часть газопровода начинается в г. Хэйхэ – на границе с Россией, напротив Благовещенска – и должна дойти до г. Шанхай.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (Республика Якутия) по запасам (В₁+В₂) относится к категории уникальных – 1,2 трлн м³ газа и 61,6 млн тонн нефти и конденсата. Проектная годовая производительность – 25 млрд м³ газа, 1,9 млн тонн нефти и 0,4 млн тонн газового конденсата. «Газпром» получил лицензию на разработку в 2008 году. Газ содержит значительные объемы гелия.

В 2020 году по «Силе Сибири» запланирован экспорт 5 млрд м³ газа (1,6% от потребности Китая), в 2021 году – 10 млрд м³. На проектную мощность газопровод выйдет через несколько лет – с учетом поставок газа с Ковыктинского месторождения, добыча на котором начнется в конце 2022 года и достигнет проектной мощности в 2025 году.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (Иркутская область) – самое крупное на Дальнем Востоке, по размеру запасов (С₁+С₂) относится к категории уникальных: 2,7 трлн м³ газа и 90,6 млн тонн газоконденсата. Проектная мощность – 25 млрд м³/год. «Газпром»

получил лицензию на разработку Ковыкты в 2011 году. Газ месторождения содержит пропан, бутан и гелий. Ценные компоненты будут выделяться на Амурском газоперерабатывающем заводе.

Проект «Сила Сибири» должен стать основой для формирования промышленного газохимического кластера Дальнего Востока, который хорошо вписывается в стратегию развития экспорта продукции более высоких переделов. В кластер войдут Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) и Амурский газохимический комбинат (ГХК), финансирование создания которых обеспечивают «Газпром» и СИБУР, соответственно. Решение по переработке гелия в регионе рассматривалось много лет в разных вариантах. Сейчас сомневаться в реализации этого проекта не приходится. Завод – важное звено технологической цепочки поставок газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири».

Строительство **Амурского ГПЗ** началось в октябре 2015 года около г. Свободный Амурской области. Завод проектной мощностью 42 млрд м³ природного газа в год будет ежегодно выпускать до 60 млн м³ гелия (закуплены мембраны для его выделения), 2,5 млн тонн этана, 1 млн тонн пропана, 500 тыс тонн бутана, 200 тыс. тонн пентан-гексановой фракции. Поэтапный ввод в эксплуатацию шести технологических линий ГПЗ синхронизирован с вводом добычных мощностей «Газпрома» в Якутии и Иркутской области.

Проект «Сила Сибири» должен стать основой для формирования промышленного газохимического кластера Дальнего Востока, который хорошо вписывается в стратегию развития экспорта продукции более высоких переделов

Амурский газо-химический комбинат находится на стадии проектирования и утверждения. Производительность ГХК – 1,5 млн тонн, в расширенной конфигурации – до 2,7 млн тонн полиэтилена в год. Проект реализует СИБУР в едином кластере с «Газпромом». Рынки сбыта – Китай и другие страны АТР.

ЕСТЬ ЛИ КОНКУРЕНТЫ?

Выход «Силы Сибири» на проектную мощность в 38 млрд м³ позволит России занять примерно 10% рынка газа Китая. По данным агентства «Синьхуа», объем потребления природного газа в КНР в 2018 году превысил 280 млрд м³. Рост спроса на 80 млрд м³ за год превзошел ожидания всех экспертов – даже в энергетических стратегиях Китая не было запланировано такое увеличение. Международное энергетическое агентство и правительство

Китай прогнозировали рост спроса на газ к 2030 году в коридоре 320–600 млрд м³. Но мы видим, что нижняя планка прогноза достигается уже в 2019 году. Если рынок газа КНР продолжит расти подобными темпами еще лет пять, то долгосрочный прогноз ЛУКОЙЛа от 2013 года, по которому ожидалось увеличение потребления газа в Китае к 2030 году до 1 трлн м³, станет наиболее реалистичным.

Выход «Силы Сибири» на проектную мощность в 38 млрд м³ позволит России занять примерно 10 % рынка газа Китая

Но Китай регулярно утверждает стратегии, где корректирует параметры производства и потребления энергоресурсов и возобновляемых источников энергии. Развитие новых технологий (электромобили, ВИЭ, системы накопления на водороде и т.д.) идет такими темпами (\$115–120 млрд инвестиций ежегодно), что даже ки-

тайцы не могут корректно спрогнозировать ни объемы, ни точные направления развития ТЭК.

Доля России на газовом рынке Китая пока незначительна – 5,6% в 2019 году. С одной стороны, о запланированном масштабном переходе с угля на генерацию с низким углеродным следом в КНР говорят больше 10 лет. С другой стороны, китайцы все это время торгуются за низкие цены трубопроводного газа. Возможно, причина этого в том, что компания ТНК (сейчас входит в «Роснефть»), ранее владевшая лицензией на Ковыктинское месторождение, еще в конце 1990-х годов рассчитала затраты на освоение залежей и транспортировку сырья в Китай. Тогда при невысокой себестоимости добычи рассматривался вариант продажи газа по \$ 50 / тыс. м³ (в то время страны СНГ покупали газ в России дешевле, а страны Европы – дороже). Китайская сторона ознакомилась с расчетами, согласилась на этот уровень цен и впоследствии настаивала на его сохранении, медленно уступая позиции. Не исключено, что именно поэтому Чаяндинское месторождение осваивают раньше Ковыктинского и восточный маршрут поставок стал приоритетным по отношению к западному с более коротким транспортным плечом.

СХЕМА ГАЗОПРОВОДА «СИЛА СИБИРИ»



Источник: ПАО «Газпром»

Тем большей победой можно считать включение в договор «Газпрома» с CNPC формулы цены на газ с привязкой к мировым котировкам нефти марки Brent.

К ценам на нефть привязаны и контракты на поставки газа из стран Центральной Азии (ЦА). В 2018 году Туркменистан поставил 33 млрд м³ по газопроводу в Китай. С осени 2017 года Казахстан начал поставлять свой газ и планирует в ближайшие годы довести объемы до 10 млрд м³ в год. С центральноазиатским газом российский вряд ли будет конкурировать, поскольку КНР использовала в ЦА схему связанных кредитов, предоставив Туркменистану и Казахстану не столько инвестиции, сколько свои материалы и подрядчиков, что уменьшает цены на газ в конечных расчетах. Россия отказалась от таких схем с целью не снижать их уровень.

Зато вполне очевидно, что трубопроводный газ из России составит конкуренцию СПГ. Китайские импортеры считают, что в среднесрочной перспективе газопровод «Сила Сибири» негативно повлияет на объемы закупок СПГ. Некоторые из них уже готовы снизить поставки газа на север Китая с началом зимы и перепродавать зарезервированные объемы в другие регионы. Газотранспортные сети и мощности на стороне потребителей развиваются не столь быстро, как хотелось бы поставщикам. Поэтому периодически возникает избыток предложения: в 2020 году он может приблизиться к 10 млрд м³ (потребление – 335 млрд м³, предложение – 345 млрд м³).

В этом случае в поле конкурентной турбулентности попадет и российский СПГ. За девять месяцев 2019 года его поставки составили 3 млн тонн (за январь–сентябрь 2018 года – 2,6 млн тонн), что эквивалентно 4,14 млрд м³. Хотелось бы пошутить, что «Газпром» в Азии будет конкурировать с НОВАТЭКом, компенсируя свои уступки последнему в Европе. Но сейчас поставки СПГ в Китай идут в равных пропорциях с проектов «Сахалин-2» и «Ямал СПГ». Другое дело, что «Газпрому» от реализации газа «Сахалин-2» остается всего 50% прибыли, а «Сила Сибири» будет приносить 100% – при благоприятной конъюнктуре мировых рынков, росте спроса на газ в Китае и развитии транспортной инфраструктуры.

Очевидно, что трубопроводный газ России составит конкуренцию СПГ. Китайские импортеры считают, что в среднесрочной перспективе газопровод «Сила Сибири» негативно повлияет на объемы закупки СПГ

Китайская экономика продолжает расти, пусть и медленнее, чем пять лет назад, и спрос на газ точно не достиг своего предела. А это значит, что стратегически ниша остается открытой. Президент России Владимир Путин 2 октября 2019 года подчеркивал,

что «Сила Сибири» может поставлять и больше: «38 млрд в год – это большой объем. «Сила Сибири» может прокачать и больше, а Китай нуждается в большем объеме, поэтому ведем сейчас переговоры и о возможности строительства западного варианта такого же маршрута. Двигаемся постепенно, спокойно. Мы видим потребности китайской экономики».

Китайская экономика продолжает расти, пусть и медленнее, чем пять лет назад, и спрос на газ точно не достиг своего предела. А это значит, что стратегически ниша остается открытой

На картах проектируемых газопроводов 2014–2016 годов можно увидеть максимальную мощность «Силы Сибири» в объеме 61 млрд м³. Однако этот уровень на сегодняшний день не подтвержден ни ресурсами по добыче на данном направлении, ни спросом со стороны Китая. Летом 2019 года председатель правления «Газпрома» Алексей Миллер говорил, что дополнительно по «Силе Сибири» можно поставить 6 млрд м³.

ПРОДОЛЖЕНИЕ СЛЕДУЕТ

Другое дело, что «Сила Сибири» – это только первый шаг на пути масштабного входа «Газпрома» на китайский газовый рынок (см. «Перспективные газотранспортные маршруты на Востоке России»). Переговоры о строительстве еще одного газопровода в КНР под названием «Сила Сибири-2» (Западный маршрут) ведутся давно. Ранее проект назывался «Алтай», к нему подходили неоднократно, но по ряду причин не начинали реализацию. Первая из них заключалась в экологических рисках при прокладке трубопровода через заповедный объект ЮНЕСКО «Золотые горы Алтая». Договориться за пять лет не удалось. И в июле 2019 года российские власти подтвердили, что газопровод пройдет в обход алтайских гор. «Президент России выразил поддержку, а председатель КНР обещал изучить предложение Монголии о строительстве газопровода из России в Китай через монгольскую территорию», – сообщил президент Монголии Халтмаагийн Баттулга 13 ноября 2019 года. В свое время данный маршрут был заблокирован по причине внешнеполитических противоречий Китая и Монголии. Если, как поясняет г-н Баттулга, все вопросы «были проработаны в прошлом году» и предложение Монголии будет принято Китаем, то и ЮНЕСКО, скорее всего, отзовет свои претензии.

В ноябре 2019 года ООО «Газпром экспорт» осуществило первую малотоннажную поставку российского СПГ в Монголию. Партия сжиженного газа была отгружена в специальных криоконтейнерах в Якутске 22 октября,

по железной дороге 2 ноября пересекла российско-монгольскую границу и 4 ноября прибыла в Улан-Батор. Объем партии составил 36 тонн (50 тыс. м³). Грузоотправитель – ООО «Сибирская топливно-энергетическая компания» (СИТЭК). Покупатель – монгольская «УБ Метан». СПГ будет использован в качестве моторного топлива на муниципальном транспорте в столице Монголии. В 2020 году спрос на СПГ в стране может составить до 8 тыс. тонн (11 млн м³).

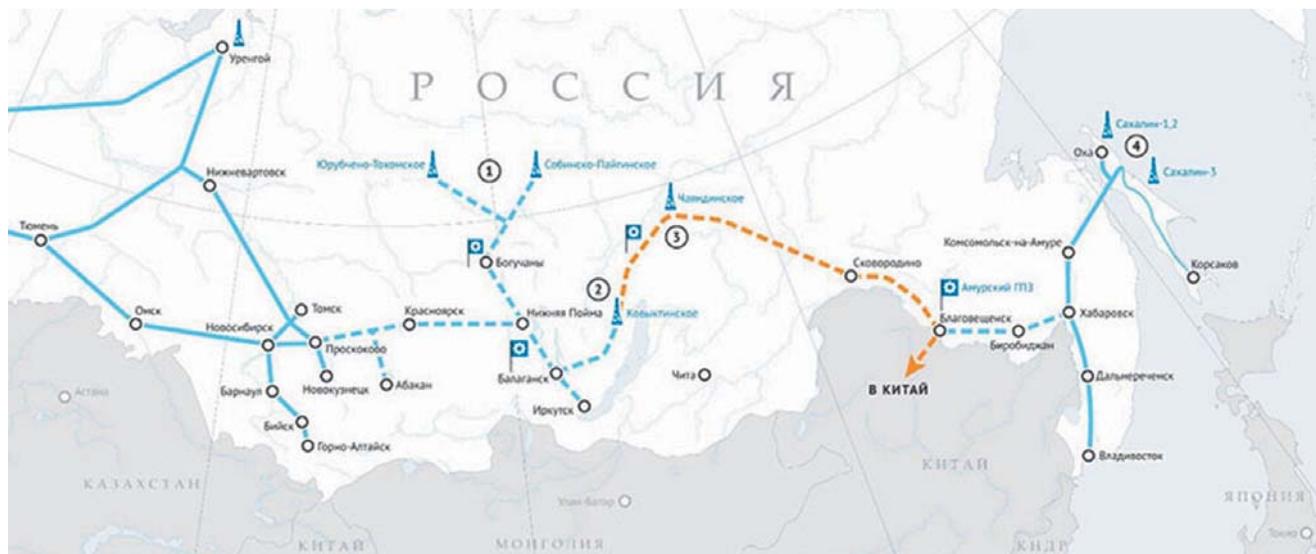
«Сила Сибири» – это только первый шаг на пути масштабного входа «Газпрома» на китайский газовый рынок

Остается вторая причина, тормозящая реализацию проекта «Сила Сибири-2», – это цена вопроса. «Газпром» продвигает идею строительства западного маршрута в Китай, исходя из возможных рисков сниже-

ния экспорта в Европу в среднесрочной перспективе. Пекин проявляет меньше энтузиазма из-за высокой стоимости газа. Ресурсной базой для проекта могут стать новые месторождения полуострова Ямал, поставляемые по новому газопроводу. Об этом совсем недавно говорил Алексей Миллер. Новый трубопровод может пройти в коридоре действующей Единой системы газоснабжения (ЕСГ) до Томска, Новосибирска или Барнаула, а далее – по отдельной трассе в Китай. В этом случае затраты на создание ресурсной базы и системы транспортировки протяженностью более 4 тыс. км будут высокими. Данный вопрос и является камнем преткновения на переговорах.

Если допустить использование действующих месторождений и ЕСГ с достройкой лупингов и отдельных участков трассы, то это существенно снизит затраты. Понятно, что этот вариант больше бы устроил покупателей. В апреле 2019 года посол РФ в Китае Андрей Денисов сообщил, что «остались расхождения насчет цены». СМИ тогда же писали, что CNPC настаивала на \$ 250/тыс. м³, а «Газпром», по неофициальным дан-

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ГАЗОТРАНСПОРТНЫЕ МАРШРУТЫ НА ВОСТОКЕ РОССИИ



- Действующие газопроводы
- «Сила Сибири» – магистральный газопровод из Якутии и Иркутской области до Благовещенска
- - - Перспективные газопроводы
- Центры газодобычи:
 - ① Красноярский
 - ② Иркутский
 - ③ Якутский
 - ④ Сахалинский
- ГПЗ
- Месторождения

Источник: ПАО «Газпром»

ным, – на \$ 300. Очевидно, следует ожидать развития ситуации после запуска «Силы Сибири».

Существует и еще один проект – «Сила Сибири-3» (Дальневосточный маршрут). Летом 2018 года «Газпром» разместил на портале госзакупок информацию о разработке проектной документации по отводу от магистрального газопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток до госграницы с Китаем. На этом маршруте настаивают китайцы в связи с более коротким плечом доставки и, соответственно, меньшей стоимостью проекта. Расширение действующей газотранспортной системы Сахалин – Хабаровск – Владивосток может увеличить прокачку до 20 млрд м³ газа в год, если построить пять компрессорных станций (377 МВт) и 380 км трубопровода. «Газпром» в конце декабря 2017 года подписал с CNPC рамочное соглашение об основных условиях поставок природного газа с Дальнего Востока в Китай. Компании определили объем, срок начала поставок, но сам контракт пока не подписан и движения по проекту не видно.

Если суммировать объемы поставок газа из России в Китай по всем газопроводам, то можно говорить о 94 млрд м³ в перспективе 2030 года

Если суммировать объемы поставок газа из России в Китай по всем газопроводам, то можно говорить о 94 млрд м³ в перспективе 2030 года («Сила Сибири-1» – 38+6 млрд м³, «Сила Сибири-2» – 30 млрд м³, «Сила Сибири-3» – 20 млрд м³). Если добавить поставки СПГ, то речь идет о потенциальной возможности реализации 100 млрд м³ российского газа в год в Китае. А при росте поставок за счет строительства «Владивостокского СПГ» и новых линий проектов «Ямал СПГ» и «Сахалин-2», объем поставок может быть и больше.

СОЦИАЛЬНЫЙ АСПЕКТ

Применительно к проекту «Сила Сибири» существует еще одно системное ожидание. «Проект должен способствовать социально-экономическому развитию Дальнего Востока. Газопровод создаст условия для газоснабжения и газификации российских регионов», – неоднократно поясняли в «Газпроме». Одним из приоритетов государственной Восточной газовой программы является газоснабжение потребителей Восточной Сибири и Дальнего Востока РФ. «Благодаря работе «Газпрома» уже переведены на газ объекты большой энергетики в ряде крупных городов на Камчатке, Сахалине, в Приморье. Строятся межпоселковые газопроводы и газораспределительные станции в Камчатском, Приморском, Хабаровском краях и Сахалинской области. В среднесрочной перспективе природный газ

придет в южные районы Якутии и Амурскую область, в центральные районы острова Сахалин», – сообщает компания на своем сайте.

И действительно, власти Забайкалья и Бурятии много лет пытаются договориться с «Газпромом». Утверждена региональная программа газификации Забайкальского края, рассчитанная на 2018–2022 годы. Она предполагает создание газораспределительных сетей для подготовки к строительству отвода от магистрального газопровода «Сила Сибири» до Читы через Улан-Удэ с вводом распределительных газовых сетей в Акше, Улехах и Кыре. При этом уровень газификации жилого фонда Забайкальского края планируется довести до 50%. В 2016 году власти региона прогнозировали, что объем потребления газа в крае достигнет 3,3 млрд м³ с возможностью роста до 6 млрд м³. Стоимость проекта газификации должна была составить 40 млрд рублей.

На региональном уровне принято решение о переводе ТЭС г. Красноярск на газ. В 2018 году рассматривали три сценария газификации города. Первый предполагал использование ресурсных источников, расположенных на территории края, в Эвенкийском муниципальном районе. Второй – эксплуатацию газотранспортной инфраструктуры «Газпрома» в Кемеровской области. Третий – создание газопровода «Алтай», проходящего по Томской области. В 2019 году в региональных СМИ обсуждается только использование сжатога и компримированного газа для отопления городских домов Красноярска и Читы.

Понять региональные власти можно: во многих городах Сибири и Дальнего Востока сформировался крайне неблагоприятный экологический фон, что обусловлено большими объемами выбросов вредных веществ, в том числе золы, оксида углерода. Как следствие, наблюдается высокий уровень заболеваемости (рак кожи, легких и т.д.). Поэтому вполне объяснима надежда местных властей и населения на приход газа как на панацею, которая избавит от многих неприятностей.

Применительно к проекту «Сила Сибири» существует и еще одно системное ожидание: проект должен способствовать социально-экономическому развитию Дальнего Востока

Пока, правда, сложно сказать, когда и в каком объеме газ поступит новым потребителям Дальнего Востока и Восточной Сибири. Скорее всего, из разных источников не раньше 2025 года. Объективно говоря, формирование спроса на внутреннем рынке может не только послужить буфером на случай возникновения тех или иных рисков с экспортными поставками в отдельные периоды, но и обеспечить гарантированный рынок сбыта на длительную перспективу. 



Якутия – стратегический регион в области ТЭК

ЕКАТЕРИНА КОСАРЕВА

Аналитическое агентство WMT Consult

Приоритетными регионами развития топливно-энергетического комплекса страны признаны Восточная Сибирь и Дальний Восток, а именно Республика Саха (Якутия). Статус стратегически важного региона закреплён за Якутией в нормативных государственных документах, в частности, Энергетической стратегией России на период до 2030 года, которая была утверждена правительством в 2009 году, что делает этот субъект РФ привлекательным для потенциальных инвестиций в ТЭК региона. Рассмотрим перспективы развития ТЭК Якутии по конкретным отраслям и направлениям.

НЕФТЬ И ГАЗ

Дальневосточная республика богата залежами углеводородов. Самое крупное в Якутии нефтегазодобывающее предприятие – ПАО «Сургутнефтегаз». На его долю приходится более 88% всей добываемой в Якутии нефти. «Сургутнефтегазу» принадлежит лицензия на разработку центрального, южного и восточного блоков Талаканского месторождения, в также Алинского, Восточно-Алинского и Верхнепелудуйского месторождений. Среди наиболее перспективных в компании выделяют Кедровый, Вилкойско-Джербинский, Баг-

дынский, Средневелючанский лицензионные участки. В 2019 году «Сургутнефтегаз» ввел в эксплуатацию еще один участок – Ленское месторождение, объем залежи нефти которого, по предварительным оценкам, составляет около 40 млн тонн. Помимо добывающей деятельности, компания инвестирует в развитие Якутии в среднем 22 млрд рублей ежегодно и предоставляет рабочие места для 1,5 тыс. местных жителей. По итогам 2018 года объем добычи «Сургутнефтегаза» составил 9,1 млн тонн.

Кроме «Сургутнефтегаза», крупным нефтедобывающим предприятием является ООО «Таас-Юрях Неф-

тегаздобыча», дочка «Роснефти». Компания ведет разработку центрального блока Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения и для транспортировки пользуется нефтепроводом ВСТО. К тому же добычей нефти занимаются еще две компании: ЗАО «Иреляхнефть» и ООО «Саханефть».

Статус стратегически важного региона закреплен за Якутией в нормативных государственных документах, что делает этот субъект РФ привлекательным для потенциальных инвестиций в ТЭК региона

Главная проблема для нефте- и газодобычи в Якутии – логистика. Однако со строительством и вводом в эксплуатацию «Транснефтью» нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) можно говорить о мощном толчке, который способствовал увеличению объемов добычи. Общая протяженность ВСТО на участке Тайшет – Сковородино – Козьмино свыше 4740 км.

Вопрос логистики имеет важное значение и для транспортировки газа. На территории Якутии находится одно из крупнейших газовых месторождений – Чайандинское, являющееся базовым для формирования Якутского центра газодобычи. Его запасы оцениваются в порядка 1,2 трлн м³ газа и примерно 61,6 млн тонн нефти и конденсата.

Чаяндинское месторождение – ресурсная база для газопровода «Сила Сибири» общей протяженностью 3 тыс. км и экспортной производительностью 38 млрд м³ газа в год (открытие запланировано на конец 2019 года). «Сила Сибири» будет способствовать газификации регионов Сибири и Дальнего Востока. По этой магистрали значительная часть якутского газа будет уходить на экспорт, в Китай. Оператор добычи и строительства газопровода – ПАО «Газпром».

Главной компанией по добыче газа в Якутии является ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания». По данным компании, ее годовой объем добычи 93 тыс. тонн газового конденсата и 1,7 млрд м³ газа, что составляет 86% газа, добываемого в Республике Саха (Якутия). Районы добычи ПАО «ЯТЭК» – Средневилюйское и Мстахское газоконденсатные месторождения. Предприятие поставляет газ, СУГ, бензин и моторное топливо на внутренний рынок Якутии. Из-за скандалов в СМИ, освещавших многочисленные долги и иски к ПАО «ЯТЭК», в инвестиционном отношении организация кажется менее привлекательной, чем могла быть. Руководство компании открыто заявляет о многочисленных провокациях и клевете.

Кроме перечисленных, газ в регионе добывают компании АО «АЛРОСА-Газ», АО «Сахатранснефтегаз» и ООО «ГДК Ленск-Газ».

При огромных запасах газа в Якутии республика газифицирована всего на 33%. Это неплохой показатель относительно других субъектов Дальневосточного округа, но почти в два раза ниже среднего по России. Альтернативой привычной газификации в ближайшее время может стать СПГ. В регионе с 2016 года работает компания ООО «СПГ», которая реализует проект малотоннажного производства сжиженного природного газа. Основные потребители СПГ – тепловые станции Якутска и ОАО «АК «Железные дороги Якутии». ЖДЯ – инициатор строительства этого комплекса СПГ на ст. Нижний Бестях. Проект расширяется: уже к концу 2019 года ожидается удвоение объемов производства с 7 тыс. тонн до 15 тыс. тонн за счет увеличения производственных мощностей. Первая партия СПГ объемом 33,4 тонн с назначением в Монголию пересекла российско-монгольскую границу и 5 ноября принята получателем – монгольской компанией UB Metan. В планах компании – выйти на экспорт в Китай.

УГОЛЬ

В Якутии сосредоточено 48 официально зарегистрированных месторождений угля. Это почти половина из всех разведанных запасов Восточной Сибири и Дальнего Востока. По данным регионального Министерства промышленности и геологии, 35% угля, добываемого в Восточной России, приходится на месторождения Южно-Якутского (более 40 млрд тонн), Ленского (840 млрд тонн), Зырянского (8,5 млрд тонн), а также восточной части Тунгусского угольных бассейнов. Залежи бурого угля категорий А, В и С₁ составляют менее половины всех запасов республики (45,7%), а каменного угля – 54,3%.

Самое крупное угольное месторождение – Нерюнгринское Южно-Якутского угольного бассейна

Самое крупное месторождение – Нерюнгринское Южно-Якутского угольного бассейна. Разработкой месторождения занимается компания АО ХК «Якутуголь». В южную группу предприятий, работающих в Нерюнгринском районе, также входят компании ООО «Эльгауголь», разрабатывающая Эльгинское месторождение, и ООО «УК «Колмар», ведущая работы на Денисовском и Чульмаканском месторождениях. Разработкой последнего также занимается ООО «Долгучан», АО ХК «Якутуголь» и ООО «Эльгауголь», подконтрольные ПАО «Мечел» предприятия добычи. Суммарный объем угля, добытого в Нерюнгринском районе за 2018 год, – 16,318 млн тонн, что составляет 93,4% от всего годового объема добычи угля в регионе.

В северную группу предприятий входят АО «Зырянский угольный разрез» (Надеждинское месторождение), ООО «Сунтарцеолит» (Кемпендяйское месторождение), ОАО «Телен» (Харбалахское месторождение), АО «Кировский угольный разрез» (Кировское месторождение,

Нюрбинский район), а также филиалы АО ХК «Якут-уголь», разрабатывающие Джебарики-Хайское и Кангаласское месторождения.

По данным Министерства промышленности и геологии Якутии, по итогам 2018 года промышленно осваивается только 3,8 % задокументированных запасов угля

По данным Министерства промышленности и геологии Якутии, по итогам 2018 года в промышленной разработке находится лишь 3,8% задокументированных запасов. Это значит, что большая часть месторождений остается неразработанными или слабо разработанными. Эти цифры представляют большой интерес для потенциальных инвесторов, планирующих вкладывать средства в добычу якутского угля.

Такой низкий процент освоения угольных запасов на настоящий момент можно объяснить несколькими причинами. Во-первых, это географические особенности субъекта: неблагоприятные климатические условия, вечная мерзлота, заснеженность региона, удаленность от больших городов и непосредственных потребителей. Во-вторых, логистика: пропускная способность транспортной системы зачастую гораздо ниже добывающих возможностей – задействованы в основном железнодорожный и морской транспорт. Главный железнодорожный перевозчик, безусловно, РЖД. Доля перевезенного угля в общем объеме грузоперевозок компании по итогам 2018 года составила 30% и выросла на 7% относительно предыдущего. После кризиса 2008 года путь следования угля резко изменился с западного на восточный: экспорт переориентирован на страны Азиатско-Тихоокеанского региона. БАМ и Транссиб с таким мощным потоком едва справлялись, то же самое можно сказать и о морских портах. Ожидается, что к 2025 году объемы угля, переправляемого по железной дороге, вырастут на 40% относительно 2017 года и достигнут 0,5 млрд тонн в год.

Уголь, как и углеводороды, транспортируют и по морю. Власти Якутии уделяют большое внимание состоянию портов и морского транспорта. Например, на реконструкцию порта Тикси на берегу моря Лаптевых, по данным ТАСС, планируется выделить 2,5 млрд рублей. Таким образом, предполагается увеличить пропускную способность порта до 1 млн тонн в год к 2030 году, что в три раза выше текущих показателей. Порт Тикси имеет стратегическое значение как часть инфраструктуры Северного морского пути. Главный минус морского транспорта в Якутии – короткий срок навигации, с июля по октябрь.

Потребность в угле неуклонно растет. Самый ценный класс угля – это высококачественный коксующийся уголь марки «К9», который добывают на Не-

рюнгринском месторождении. Главные потребители якутского угля – металлургические и коксохимические предприятия центральных районов России, цементные заводы, предприятия электроэнергетики, а также ЖКХ Дальневосточного округа. Уголь отправляют и на экспорт – в Китай и другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Якутия – огромная, неравномерно заселенная по площади территория в 3 млн км². Субъект насчитывает всего 13 городов. Регион поделен на четыре энергорайона: Западный, Центральный, Южно-Якутский и Северный (зона децентрализованного электроснабжения – изолированные энергостанции). Первые три обеспечивают электроэнергией 85% населения.

Западный энергорайон обеспечен мощностями ПАО «Якутскэнерго» и ПАО «Транснефть». На 1 января 2018 года, по данным официального информационного портала Республики Саха (Якутия), суммарная мощность двух предприятий составляла 984,205 МВт. Основными источниками энергии являются Каскад Вилюйских ГЭС-1,2 (680 МВт) и Светлинская ГЭС (Вилюйская ГЭС-3 мощностью 277,5 МВт). Вилюйская ГЭС-3 введена в эксплуатацию в 2008 году для обеспечения растущей потребности района в электроэнергии. «Сургутнефтегаз» для собственных нужд на Талаканском месторождении, а также для снабжения участка нефтепровода ВСТО построил несколько изолированных электростанций (Талаканская ГТЭС) общей мощностью 176,8 МВт.

Главные потребители якутского угля – металлургические и коксохимические предприятия центральных районов России, цементные заводы, предприятия электроэнергетики, а также ЖКХ Дальневосточного округа

Западный энергорайон объединяет Айхало-Удачинский, Мирнинский и Ленский промышленные узлы и сельскохозяйственные районы в единую энергосеть, а также обеспечивает связь с Олекминским районом.

Центральный энергорайон обеспечивает электроэнергией центральный промышленный узел и группу центральных улусов, включая заречные (р. Лена). Основные источники электроэнергии – Якутская ГРЭС (установленной мощностью 368 МВт) и Якутская ГРЭС Новая (193,48 МВт). Последняя была введена в эксплуатацию в 2017 году.

Южно-Якутский энергорайон снабжает электроэнергией Южно-Якутский территориально-производственный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Главный источник

энергии – Нерюнгринская ГРЭС (570 МВт), принадлежащая АО «Дальневосточная генерирующая компания».

Самое крупное в Якутии нефтегазодобывающее предприятие – ПАО «Сургутнефтегаз». На его долю приходится более 88 % всей добываемой в Якутии нефти

Главным поставщиком, представленным во всех энергорайонах, является ПАО «Якутскэнерго», подконтрольное холдингу РусГидро.

В зависимости от района энергопотребления различается структура используемых топливных ресурсов. По данным информационного портала республики, Западный энергорайон обеспечен электроэнергией на 74% за счет водных ресурсов, Центральный на 99% – за счет природного газа, Южно-Якутский на 98% зависит от угля, а Северный получает энергию в основном (96%) за счет дизельного топлива.

В начале 2019 года к Единой национальной электрической сети России присоединилась Якутия. Подключены Западный и Центральный энергорайоны.

По данным Минэнерго РФ, резко выросли объемы потребления электроэнергии в Южно-Якутском энергорайоне (установлены новые исторические максимумы потребления). Это объясняется приростом объемов добычи, а также нагрузкой на магистральные нефтепроводы. Поскольку в эксплуатацию вводятся новые объекты электроэнергетики (ГЭС, автономные станции), можно говорить об энергетической поддержке объемов добычи полезных ископаемых. Это позволит нарастить производительность, следовательно, различные направления ТЭК в регионе перспективны для добывающих компаний и инвесторов.

Кроме того, рост потребления связан с новой тарифной политикой, введенной в Якутии. Накануне присоединения к объединенной энергосистеме в начале

2019 года Центральный и Западный энергорайоны республики, вслед за Южно-Якутским энергорайоном, перешли в неценовую зону оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Новый принцип тарификации отменяет устаревшую модель, в которой тарифы были фиксированными. Конечный тариф для потребителей энергии зависит от средней цены, которую устанавливает торговый оператор оптового рынка Дальнего Востока, единого тарифа, сбытовой надбавки поставщика и инфраструктурных платежей.

В связи с этим отметим, что случаев воровства электроэнергии меньше не становится. За девять месяцев текущего года обнаружено 1499 фактов неучтенного потребления общим объемом 15,3 млн кВт*ч. 288 из них совершено юридическими лицами на сумму 55,1 млн рублей, в 571 случае в воровстве электроэнергии на сумму 20,5 млн рублей уличены частные лица. Многие организации предпочли вернуть долг сразу – они оплатили 33,4 млн рублей, т.е. больше половины долга. Однако, по сравнению с долговыми обязательствами северокавказских республик, проблема неуплаты в регионе не самая острая. Для сравнения: за тот же период жители Ингушетии украли электроэнергии на 395 млн рублей, зафиксировано 523 случая.

Трудно переоценить роль Республики Саха (Якутия) в развитии ТЭК России и Дальнего Востока в частности. В последние годы регион развивается высокими темпами, в приоритете – добыча угля и углеводородов. Добывающая промышленность призвана обеспечить как внутренний рынок (в основном Сибирь и Дальний Восток), так и экспортный (страны Азиатско-Тихоокеанского региона). Для увеличения объемов транспортировки сырья выстроена мощная инфраструктура: нефтепровод ВСТО, газопровод «Сила Сибири», новые линии железнодорожных путей, а также проведена реконструкция значимых портов. Увеличение энерго мощностей электростанций и строительство новых объектов электроэнергетики обеспечивают бесперебойное течение технологического и логистического процессов. Очевидно, что Республика Саха (Якутия) имеет огромный потенциал для развития. 



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



АЙСЕН НИКОЛАЕВ: «Геологоразведка в Арктике открывает новые возможности для развития Якутии»

«Якутия может и должна стать одним из лидеров развития не только Дальнего Востока, но и всей России. В республике для этого есть всё: природные, технические, а главное, человеческие ресурсы – образованные и очень активные люди – уникальный человеческий капитал», – заявлял год назад глава региона Айсен НИКОЛАЕВ после того, как подписал указ о стратегических направлениях социально-экономического развития региона. В этом году, в ноябре, президент России Владимир Путин утвердил проект моста через реку Лену в районе Якутска, а второго декабря он вместе с председателем КНР Си Цзиньпином в режиме телемоста примет участие в церемонии запуска газопровода «Сила Сибири», который берет свое начало именно в Якутии. О том, как развивается сегодня Республика Саха (Якутия) и какие шаги нужно предпринять для того, чтобы достичь лидерства на Дальнем Востоке, корреспондент «Нефтегазовой Вертикали» побеседовал с главой региона Айсеном НИКОЛАЕВЫМ.

Ред.: Айсен Сергеевич, как вы оцениваете перспективы развития нефтегазового комплекса Республики Саха (Якутия)? На какие уровни добычи нефти и газа планируется выйти к 2025 и 2030 годам?

А.Н.: Перспективы развития нефтедобывающей промышленности связаны с освоением участков недр вдоль нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан. Это месторождения «Сургутнефтегаза», «Роснефти», «Газпрома», РНГ, Иркутской нефтяной компании. Планируется, что к 2025 году добыча нефти в Якутии достигнет 17,5 млн тонн. Перспективы добычи газа связаны с завершением строительства магистрального газопровода «Сила Сибири». Выход на проектную мощность 25 млрд м³ в год по добыче природного газа с Чаяндинского месторождения прогнозируется с 2024 года.

В связи с этим, а также с развитием проектов по газопереработке в Республике Саха (Якутия), прогнозируется рост объемов добычи природного газа до 29–30 млрд м³ в год.

При этом уже сегодня компании получают лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья на арктическом шельфе. Это открывает новые возможности для развития отрасли.

Перспективы добычи газа связаны с завершением строительства магистрального газопровода «Сила Сибири». Выход на проектную мощность 25 млрд м³ в год по добыче природного газа с Чаяндинского месторождения прогнозируется с 2024 года. В связи с этим, а также с развитием проектов по газопереработке в Республике Саха (Якутия) прогнозируется рост объемов добычи природного газа до 29–30 млрд м³ в год

Ред.: С начала 2020 года газ Чаяндинского месторождения начнет поступать по трубопроводу «Сила Сибири» на рынок Китая. Каково значение данного проекта для экономики РС (Я) и для жителей региона?

А.Н.: Как вы помните, соединение первого звена магистрального газопровода «Сила Сибири» состоялось в сентябре 2014 года. Первый этап магистрального газопровода планируется сдать в эксплуатацию уже в конце 2019-го. В дальнейшем будут продолжены работы по строительству компрессорных станций и лупингов для увеличения пропускной способности газопровода. Эти работы будут завершены в 2024 году.

Завершение строительства «Силы Сибири» позволит начать работы по газификации четырех районов Южной

Якутии: Ленского, Олёкминского, Алданского и Нерюнгринского. Планируется строительство более 2,7 тыс. км магистральных газопроводов, 1,7 тыс. км газопроводов-отводов, межпоселковых газопроводов протяженностью 1,5 тыс. км. Газ придет в 30 населенных пунктов.

Ред.: Как отразится на инвестиционной привлекательности региона ввод в эксплуатацию таких масштабных проектов, как нефтепровод ВСТО и газопровод «Сила Сибири»? Можно ли уже говорить о каких-то результатах, договоренностях, контрактах? Есть ли примеры такого сотрудничества (Komai Haltec)?

А.Н.: Как и трубопроводная система ВСТО, давшая импульс развитию нефтедобычи, запуск «Силы Сибири» положительно скажется на инвестиционной привлекательности участков недр, тяготеющих к газопроводу.

Узловые точки, где пересекаются трассы газопроводов, линий электропередачи, автомобильных и железных дорог, и становятся точками роста на территории Республики Саха (Якутия). Газопровод создаст условия для газоснабжения и газификации региона, развития современных газоперерабатывающих и газохимических производств. Рассматриваются варианты их организации в Алдане, Нерюнгри. Эти вопросы будут обсуждаться на ближайшем заседании совместной рабочей группы Правительства Республики Саха (Якутия) и ПАО «Газпром».

Ред.: Какие проекты по увеличению добычи нефти на территории республики сегодня являются наиболее приоритетными и как бы вы могли оценить темпы их реализации?

А.Н.: Нефтедобывающая отрасль региона характеризуется стабильным и поступательным развитием. На текущий момент три нефтедобывающих предприятия – «Сургутнефтегаз», «Таас-Юрх Нефтегазодобыча» и РНГ – с 2019 года поставляют добываемую нефть в трубопроводную систему ВСТО.

В октябре 2018-го состоялся технический запуск промышленной добычи нефти АО «РНГ» на участке недр Восточные блоки Среднеботуобинского НГКМ. К 2024 году планируется нарастить объемы добычи нефти до 1,0 млн тонн в год.

В сентябре 2019 года компанией ПАО «Сургутнефтегаз» начата добыча нефти с Ленского месторождения. Начало добычи нефти ПАО «Газпром» с нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ планируется в 2020 году.

В целом по республике в период 2019–2024 годов объемы добычи сырой нефти будут планомерно наращиваться в связи с освоением АО «РНГ» и ПАО «Газпром» участков недр, тяготеющих к трассе «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Ред.: Восточная Сибирь в целом и Республика Саха (Якутия) в частности остаются недостаточно геологически изученным регионом. Каковы перспективы расширения минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса в Якутии? Какие направления геологоразведочных работ сегодня являются приоритетными?

А.Н.: Разведанные в республике запасы газа (около 3,0 трлн м³) и нефти (более 0,6 млрд тонн) составляют не более 20% от общего объема прогнозных ресурсов углеводородного сырья Якутии.

В последние годы открыто семь нефтегазовых месторождений: Ленское, Илгычахское, Бюкское, Бетинчинское, Южно-Сюльдюкарское, Хамакское, Курунское.

В 2019 году продолжатся поисковые геологоразведочные работы на нефть и газ по шести площадям: Якутская, Усть-Амгинская, Наманинская, Нижнеалданская, Накынская, Ыгыаттинская, с целью оценки перспектив нефтегазоносности республики и ускоренного прироста запасов углеводородного сырья.

Перспективы развития (расширения) минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса в первую очередь связываются с арктическими территориями республики, где АО «Росгеология» запланировано проведение региональных геологоразведочных работ по семи объектам в период 2020–2028 годов. Также в ближайшее время будут завершены региональные геолого-геофизические работы (Усть-Амгинский, Нижнеалданский, Якутский, Наманинский объекты), по результатам которых будет дана оценка перспектив нефтегазоносности исследуемых юго-западных территорий республики.

Ред.: Не раз поднимался вопрос о создании в Республике Саха (Якутия) собственного крупного НПЗ для обеспечения топливом населения и предприятий региона. На какой стадии решения сегодня находится этот вопрос? Есть ли целесообразность создания такого завода?

А.Н.: Основной объем потребляемых нефтепродуктов в республике поступает из других регионов Российской Федерации.

Существующие проблемы, связанные с заводом топлива:

- ◆ сложная транспортно-логистическая схема доставки нефтепродуктов;
- ◆ высокая волатильность биржевых цен на нефтепродукты;
- ◆ необходимость привлечения на длительный срок значительных кредитных средств.

С учетом этого вопрос организации производства нефтепродуктов на своей территории для обеспечения потребности в них (хотя бы частично) с целью снижения зависимости от сезонности завоза является наиболее важным. Из чего будет производиться топливо – вопрос вторичный (кроме как из нефти, топливо можно производить из природного газа и газового конденсата).

Организация рентабельной крупнотоннажной переработки нефти затрудняется небольшой внутренней потребностью республики (около 1,0 млн тонн) в светлых нефтепродуктах и слаборазвитой инфраструктурой для вывоза излишков за пределы региона.

В марте 2019 года на совещании у заместителя председателя правительства – полномочного представителя Президента РФ в ДФО Юрия Петровича Трутнева инициаторами предложены проекты по переработке

природного газа в республике. По итогам совещания сформирована рабочая группа по реализации инвестиционных проектов переработки природного газа на территории Республики Саха (Якутия), руководителем которой является председатель правительства Республики Саха (Якутия) В.В. Солодов. На сегодня инициаторами заказана разработка предТЭО и ТЭО, результаты которых будут представлены в первом полугодии 2020 года.

По итогам будет сформирован пул проектов к реализации, после чего правительством будет оказан необходимый комплекс мер поддержки.

Завершение строительства «Силы Сибири» позволит начать работы по газификации четырех районов Южной Якутии: Ленского, Олёкминского, Алданского и Нерюнгринского. Планируется строительство более 2,7 тыс. км магистральных газопроводов, 1,7 тыс. км газопроводов-отводов, межпоселковых газопроводов протяженностью 1,5 тыс. км. Газ придет в 30 населенных пунктов

Ред.: Как обстоят дела с газификацией Якутии? Каков сегодня ее уровень? Как процесс разработки газовых ресурсов региона повлияет на повышение уровня его газификации?

А.Н.: Якутия является одним из немногих субъектов РФ, самостоятельно осуществляющим газификацию населенных пунктов на своей территории. В республике начиная с 2002 года принимались и реализуются программы газификации населенных пунктов региона.

На сегодняшний день в Якутии эксплуатируется порядка 7,4 тыс. км газопроводов. Природный газ поставляется в 100 населенных пунктов в 10 улусах, в г. Якутск и пригороды. Уровень газификации населенных пунктов республики составляет 32,53%, в сельской местности – 21,54%.

С 1 января 2018 года реализуется подпрограмма «Газификация населенных пунктов и обеспечение надежности газового хозяйства».

С 2018–2022 годов в Республике Саха (Якутия) планируется газификация 10 населенных пунктов: с. Туора-Кюель, с. Диринг, с. Юрюнг-Кюель, с. Толон (Чакыр) Чурапчинского улуса; с. Бютейдах и с. Тарат Мегино-Кангаласского улуса; с. Бердигестях Горного улуса; г. Олёкминск Олёкминского района, с. Беченча и с. Мурия Ленского района; строительство газовых сетей – 290,2 км; реконструкция, модернизация и строительство 272 км; газификация 5705 жилых домов. На эти мероприятия необходимы средства в размере 1,14 млрд рублей.

С вводом магистрального газопровода «Сила Сибири» начнется газификация населенных пунктов, расположенных вдоль трассы газопровода. В соответствии с данной программой «Газпрома» объем финансирования ориентировочно составит 13,1 млрд. рублей, в т.ч. за счет средств региона – 9,1 млрд рублей. Предусмотрена газификации 30 населенных пунктов. Общая протяженность планируемых к строительству газопроводов – 761 км, количество газифицируемых домовладений – 6657 единиц. Запланирована газификация котельных, промышленных и сельскохозяйственных предприятий в количестве 90 единиц.

Перспективы развития (расширения) минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса в первую очередь связываются с арктическими территориями республики, где АО «Росгеология» запланировано проведение региональных геологоразведочных работ по семи объектам в период 2020–2028 годов. Также в ближайшее время будут завершены региональные геолого-геофизические работы (Усть-Амгинский, Нижнеалданский, Якутский, Наманинский объекты), по результатам которых будет дана оценка перспектив нефтегазоносности исследуемых юго-западных территорий республики

Ред.: Каковы перспективы использования в республике газомоторного топлива?

А.Н.: Внедрение газомоторного топлива является одним из направлений, с помощью которого планируется снизить зависимость от поставок нефтепродуктов из-за пределов Республики Саха (Якутия).

На федеральном уровне утверждена подпрограмма «Расширение использования природного газа в качестве моторного топлива на транспорте и технике специального назначения» в рамках Государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».

Наши мероприятия по строительству АГНКС и переводу автотранспорта на газомоторное топливо включены в проект подпрограммы «Расширение использования природного газа в качестве моторного топлива на транспорте и техникой специального назначения».

Существует возможность получения субсидий из федерального бюджета на перевод транспортных средств на использование природного газа как моторного топлива

и на частичное возмещение затрат инвесторов на строительство/реконструкцию объектов заправки природным газом. Соответствующая заявка направлена правительством региона в адрес Минэнерго России. Планируется строительство девяти АГНКС, а также перевод 1140 единиц транспортных средств на газомоторное топливо.

Ред.: Республику Саха (Якутия) часто называют самым солнечным регионом России, где наибольшее число солнечных дней в году. Это создает хорошие перспективы для развития солнечной энергетики. Реализуются ли на территории республики проекты в сфере ВИЭ и каковы их перспективы?

А.Н.: Республика Саха (Якутия) обладает значительным солнечным потенциалом. По результатам анализа данных определено около 60 потенциальных мест расположения солнечных электростанций на нашей территории. Как показали результаты исследований ряда институтов на территории г. Якутска, потенциал солнечной радиации оценивается выше, чем в Крыму и Краснодаре, и составляет более 2 тыс. солнечных часов в год. Это очень высокий показатель.

Первая экспериментальная солнечная станция в республике была введена в эксплуатацию в 2011 году в с. Батамай Кобяйского улуса. Эта СЭС имела общую мощность 10 кВт. Сегодня в поселке создан многофункциональный автономный энергетический комплекс, состоящий из автоматизированной дизельной электростанции мощностью 160 кВт, СЭС мощностью 60 кВт и системы накопления электроэнергии.

В настоящее время локальная энергетика Республики Саха (Якутия) объединяет 143 дизельные электрические станции.

В связи с тем, что себестоимость электроэнергии включает в себя стоимость топлива, составляющую до 90% от общей суммы, первоочередная задача, стоящая перед нами, – оптимизация расхода дорогостоящего дизельного топлива путем внедрения в первую очередь источников генерации на основе ВИЭ.

С 2011 года установлено 22 объекта возобновляемой энергетики. Установленная мощность 21 солнечной электростанции – 1,6 МВт, установленная мощность ветряной электрической станции в п. Тикси – 900 кВт. Выработка электрической энергии объектами ВИЭ в 2018 году составила 1,34 млн кВт*ч, что позволило сэкономить 380 тонн дизельного топлива стоимостью 22 млн рублей.

В качестве мер стимулирования развития потенциала нетрадиционной энергетики республикой применяется фиксация тарифа путем заключения тарифных соглашений уполномоченного органа тарифной политики республики с потенциальным инвестором. Характер соглашений позволяет обеспечить гарантированный возврат инвестиций при эксплуатации объектов нетрадиционной энергетики посредством экономии топливных ресурсов.

Так, в рамках Российской энергетической недели – 2019 между ПАО «РусГидро», Фондом развития Дальнего Востока и ООО «Хевел Энергосервис» подписано соглашение о сотрудничестве, направленное на реализацию проектов по развитию ВИЭ и созданию автономных гибридных

энергоустановок на территориях Дальневосточного федерального округа с децентрализованным электроснабжением. В рамках сотрудничества стороны планируют строительство гибридных энергоустановок: дизельных электрических станций с солнечной генерацией и системой аккумулирования энергии. Пилотным регионом проекта станет Якутия.

Организация рентабельной крупнотоннажной переработки нефти затрудняется небольшой внутренней потребностью республики (около 1,0 млн тонн) в светлых нефтепродуктах и слаборазвитой инфраструктурой для вывоза излишков за пределы региона

Ред.: Как складывается взаимодействие властей республики с компаниями-недропользователями, работающими в регионе? Существует ли практика предоставления им региональных льгот?

А.Н.: Якутия заключила около 30 соглашений с крупными компаниями. Это позволяет организациям обозначить свою социальную ответственность, внести свой вклад в развитие территорий республики. Для местных жителей строятся объекты инфраструктуры, производятся добровольные отчисления в благотворительные фонды, заключаются договоры на поставку продукции, трехсторонние соглашения между родовыми общинами, наслегами и т.д. С 2008 года компаниями в развитие республики направлено 17,1 млрд рублей, в том числе на строительство 31 социального объекта.

В рамках подготовки к празднованию 100-летия образования Якутской АССР в 2022 году достигнута договоренность с нефтегазовыми компаниями о финансировании строительства социально значимых объектов на территории республики на общую сумму свыше 2,6 млрд рублей.

Принимая во внимание, что налоговые льготы в числе прочих мер являются инструментами стимулирования инвестиций, предусмотрены преференции по налогам, в том числе и для недропользователей.

При принятии решения о преференциях внимательно оценивается влияние вкладываемых компаниями средств на развитие производства – прирост налоговых доходов, положительная динамика экономических показателей, создание новых рабочих мест и т.д.

В качестве примера можно привести налоговые льготы, введенные с 2017-го по 2021 год для нефтедобывающих компаний при инвестировании не менее 10 млрд рублей в год и наращивании объемов добычи нефти более чем в три раза. За трехлетний период объем налоговых поступлений в 1,5 раза превысил уровень налогов без учета преференций.

Также введены определенные налоговые льготы для резидентов ТОР (Территория опережающего социально-экономического развития. – Примечание ред.) и участников региональных инвестиционных проектов, по которым также ожидаются положительные эффекты для республики.

Ред.: Не могли бы вы привести наиболее яркие примеры участия нефтегазовых компаний в реализации социальных проектов на территории республики?

А.Н.: В течение 2018 года проведена работа по выстраиванию долгосрочных отношений с недропользователями в области социально-экономического развития. Правительством Республики Саха (Якутия) заключаются Соглашения о сотрудничестве с крупными недропользователями, ведущими хозяйствующую деятельность на нашей территории. Данные соглашения направлены на создание благоприятных условий для повышения уровня жизни населения и укрепления социальной стабильности путем финансирования социальных мероприятий за счет средств недропользователей.

Например сегодня, это строительство четырех физкультурно-оздоровительных комплексов в Ленском, Нерюнгринском, Алданском районах и в г. Якутске по программе «Газпром – детям»; строительство учебно-лабораторного корпуса на 150 мест с интернатом на 100 мест ГАУ ДО «Малая академия наук РС (Я)»; привлечение на конкурсной основе в качестве подрядчиков специализированных предприятий республики; привлечение научно-исследовательских институтов; трудоустройство местных жителей; обеспечение своевременной постановки на налоговый учет структурных подразделений и дочерних предприятий на территории республики. Эта мера призвана увеличить доходы местного бюджета.

С 2018–2022 годов в Республике Саха (Якутия) планируется газификация 10 населенных пунктов: с.Туора-Кюель, с.Диринг, с.Юрюнг-Кюель, с.Толон (Чакыр) Чурапчинского улуса; с.Бютейдях и с.Тарат Мегино-Кангаласского улуса; с. Бердигестях Горного улуса; г.Олёкминска Олёкминского района, с.Беченча и с.Мурья Ленского района; строительство газовых сетей – 290,2 км; реконструкция, модернизация и строительство 272 км; газификация 5705 жилых домов

В 2018 году ООО «Иркутская нефтяная компания» профинансировало ряд социальных мероприятий МО «Мирнинский район» и «Ленский район» и оснащение обо-

рудованием детских учреждений МО «Ленский район» на общую сумму 5,5 млн рублей.

В рамках подготовки к празднованию 100-летия образования Якутской АССР в 2022 году проводится работа по наполнению НО «Целевой фонд будущих поколений Республики Саха (Якутия)» за счет недропользователей и компаний, ведущих свою деятельность на территории республики. В частности ПАО «НК «Роснефть» было выделено 380 млн рублей на финансирование строительства социально значимого объекта «Учебно-лабораторный корпус на 150 мест с интернатом на 100 мест ГАУ ДО «Малая академия наук Республики Саха (Якутия)».

На 2019 год запланировано заключение дополнительного соглашения о финансировании социальной сферы РС (Я) № 3 с ПАО «НК «Роснефть» на выделение средств для продолжения строительства данного социально значимого объекта на предварительную сумму 355 млн рублей.

Республика Саха (Якутия) обладает значительным солнечным потенциалом. По результатам анализа данных определено около 60 потенциальных мест расположения солнечных электростанций на нашей территории. Как показали результаты исследований ряда институтов на территории г. Якутска, потенциал солнечной радиации оценивается выше, чем в Крыму и Краснодаре, и составляет более 2 тыс. солнечных часов в год. Это очень высокий показатель

Ред.: Нефтегазовая отрасль обладает высоким мультипликативным эффектом, способствуя созданию цепочек поставок и новых рабочих мест. Как реализация нефтяных и газовых проектов на территории республики повлияет на развитие смежных отраслей? Ожидается ли в связи с этим создание новых рабочих мест не только в нефтегазе, но и на предприятиях других отраслей?

А.Н.: Успешное развитие малого и среднего бизнеса возможно на основе его кооперации с крупными предприятиями.

Масштабное развитие добычи углеводородов, а также расширение трубопроводных систем (ВСТО и «Сила Сибири») сформирует новые крупные промышленные центры, улучшит внутреннее нефтепродуктообеспечение, повысит занятость населения и обеспечит выход на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона.

За 10 прошедших лет видим положительный эффект работы нефтегазодобывающих предприятий. Это при-

влечение на конкурсной основе в качестве подрядчиков специализированных предприятий региона, научно-исследовательских институтов в строительных проектах, сервисных службах и т.д.

Реализация инвестиционных проектов переработки природного газа и налаживание производства моторных топлив на территории Якутии положительно скажется на общем развитии отрасли, а также на качестве жизни населения, посредством возникшей экономии при переходе на газовое топливо. Планируется развитие сети газовых заправок. Идет развития малого и среднего бизнеса. Активизируется строительство. Ведем работу по развитию сервисных предприятий.

Ред.: Как в Якутии обстоят дела с подготовкой кадров для нефтегазового комплекса? Существуют ли специальные региональные программы?

А.Н.: 20 июня 2017 года утвержден запуск проекта «Местные кадры – в промышленность», разработанного государственным комитетом по занятости населения.

28 декабря 2017 года подписано трехстороннее Соглашение между Госкомитетом занятости, Минобрнауки Республики Саха (Якутия) и ООО «Газпром трансгаз Томск» о взаимном сотрудничестве по обеспечению трудовыми ресурсами Якутского центра газодобычи из числа населения, постоянно проживающего на территории Якутии.

В результате реализации проекта «Местные кадры в промышленность» по итогам только первого полугодия 2019 года в разрезе крупных промышленных компаний нефтегазового комплекса трудоустроено 348 человек. Доля местных кадров в промышленности растет.

В республике все образовательные организации вышли на интеграцию образования с производством, тесное взаимодействие с работодателями, заключены соглашения о сотрудничестве с крупными и малыми предприятиями, с объединениями работодателей. Правительство имеет соглашения со всеми крупными компаниями, ведущими производственную деятельность на территории республики: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром трансгаз Томск», АО «Сахатранснефтегаз», ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», АО «Алданзолото ГРК», ОАО УК «Нерюнгриуголь», АО «Алмазы Анабара», ООО «Эльгауголь» и др.

Для нефтегазового комплекса подготовка кадров ведется ГАПОУ РС (Я) «Алданский политехнический техникум», ГАПОУ РС (Я) «Южно-Якутский технологический колледж», ГАПОУ РС (Я) «Региональный технический колледж в г. Мирном», ГБПОУ РС (Я) «Ленский технологический техникум», ГБПОУ РС (Я) «Олёкминский техникум», ГБПОУ РС (Я) «Вилюйский техникум», филиал в п. Кысыл-Сыр, по профессиям и специальностям СПО.

В настоящее время по данным направлениям обучение проходят 466 студентов. Выпуск в 2019 году составил 131 человек, в 2020 году предполагается выпустить 133 человека. На 2019/2020 учебный год контрольные цифры приема – 165 мест.

Университетом установлены партнерские отношения с нефтегазодобывающими предприятиями, осуществляющими деятельность на территории Якутии: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром трансгаз Томск», ОАО «Сахатранснефтегаз», ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», ОАО «Алданзолото ГРК», ОАО УК «Нерюнгриуголь», ОАО «Алмазы Анабара» и др.

В качестве примера можно привести налоговые льготы, введенные с 2017-го по 2021 год для нефтедобывающих компаний при инвестировании не менее 10 млрд рублей в год и наращивании объемов добычи нефти более чем в три раза. За трехлетний период объем налоговых поступлений в 1,5 раза превысил уровень налогов без учета преференций

29 августа текущего года по итогам круглого стола «Социальное взаимодействие нефтегазовых предприятий» Первого Нефтегазового форума РС (Я) подписано соглашение о создании нефтегазового профессионально-образовательного кластера. В кластер вступили Министерство промышленности и геологии, Торгово-промышленная палата РС (Я), крупные нефтегазовые предприятия – АО «Сахатранснефтегаз», АО «Саханефтегазсбыт», ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания», научные и образовательные организации – Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук, Региональный технический колледж в г. Мирном, Ленский технологический техникум, Олэкминский техникум, Сунтарский технологический колледж, Светлинский индустриальный техникум.

Целью кластера является эффективное взаимодействие работодателей и системы подготовки кадров, открытие новых профессий и специальностей, внедрение практико-ориентированного (дуального) обучения, развитие наставничества на предприятиях, повышение трудоустройства.

Ред.: На сайте Министерства промышленности и геологии нет данных по добыче нефти, газа и газового конденсата. Почему заполнение данных обрывается после III квартала 2018 года?

А.Н.: Запоздывание с обновлением данных на сайте Министерства промышленности и геологии Республики Саха (Якутия) произошло в связи с проводимыми профилактическими работами. В настоящее время информация обновлена. Опубликована информация по динамике объемов добычи нефтегазового сектора за 9 месяцев 2019 года.

Ред.: В связи с налаживанием транспортировки углеводородов (ВСТО и «Сила Сибири») нет ли риска дисбаланса между обязательствами по коммерческим контрактам (межрегиональное сотрудничество или экспорт) и обеспечением внутренних потребностей региона?

А.Н.: Экспортно ориентированными, как правило, являются месторождения, расположенные в юго-западной части республики. По этим территориям и проложены трассы магистральных экспортных трубопроводов ВСТО и «Сила Сибири». Внутренняя потребность экономики в нефти и газе невелика и целиком обеспечивается месторождениями в Центральной Якутии.

Свою задачу вижу в том, чтобы населенные пункты, расположенные вдоль магистрального газопровода «Сила Сибири», были газифицированы.

Ред.: Строительство собственных НПЗ на территории Республики Саха (Якутия) когда-то признали невыгодным, с оговоркой на возможные привлечения средств инвесторов. Очевидно, что в регионе есть машины, и им нужен бензин. Так будет ли построен НПЗ в Якутии? Или в нем уже нет необходимости?

А.Н.: На основании ранее проведенного анализа строительство нефтеперерабатывающих заводов на территории республики в настоящее время признано экономически нецелесообразным. В первую очередь, из-за ограниченного рынка сбыта и высокой конкуренции со стороны действующих масштабных заводов.

При этом мы понимаем необходимость снижения зависимости от постоянного роста цен, формирования рынка доступного по цене топлива для населения, гарантированного обеспечения северного завоза.

В этой связи ведется проработка возможности строительства предприятий по производству топлива из природного газа. У нас есть такие конкурентные преимущества, как газовые месторождения и собственная газотранспортная система, железная дорога, которая в 2019 году пришла в Центральную Якутию.

Это и создает условия для реализации подобных проектов у нас в Якутии.

Ред.: На данный момент функционирует всего один газоперерабатывающий завод. Есть ли в планах строительство новых ГПЗ?

А.Н.: В настоящее время правительством республики проводится работа по рассмотрению возможности создания новых проектов по переработке природного газа с целью получения продуктов с высокой добавленной стоимостью, ориентированных на газоснабжение удаленных населенных пунктов при отсутствии подводящей системы газопроводов и на экспорт продуктов переработки газового сырья.

Проводится всесторонний анализ материалов для подготовки взвешенного решения по реализации потенциальных инвестиционных проектов, направленных на создание собственной базы производства моторных топлив и других сопутствующих крайне востребованных про-

дуктов. Ведется оценка перспективных и реализованных проектов.

В настоящее время ООО «СПГ» организована поставка сжиженного природного газа в Монголию на основании заключенного агентского договора с ООО «Газпром экспорт» общим объемом 525 тыс. тонн в год, АО «Стройтранснефтегаз» разработано техническое задание на развитие проектов производства малотоннажного СПГ. Согласно Стратегии развития общества, ввод объекта производительностью до 25 тыс. тонн в год планируется в 2023 году.

Совокупные затраты предприятия с начала года на мероприятия по защите экологии составили 201,5 млн рублей, из них более 1 млн рублей «Колмар» направил на производственный экологический контроль. Для снижения негативного воздействия на окружающую среду планируется построить на территории обогатительной фабрики «Инаглинская-2» склады крытого типа, аналогичные тем, которые уже функционируют на территории обогатительной фабрики «Денисовская»

Ред.: В местах добычи, транспортировки и перевалки угля наблюдается неблагоприятная экологическая обстановка из-за угольной пыли. Есть ли какая-то официальная позиция властей по противодействию экологическим проблемам, вызванным увеличением добычи и транспортировки угля?

А.Н.: Да, конечно, вопросы экологии всегда стоят в повестке дня.

Так, ООО «УК «Колмар» начало подготовку к реализации проекта строительства очистных сооружений на Денисовском горно-обогатительном комбинате в Нерюнгринском районе.

В настоящее время в проект инвестировано 130 млн рублей. Общий объем капвложений составит 383 млн рублей. В сентябре текущего года подрядная организация приступила к разработке проектной и рабочей документации, поставке оборудования, проведению шефмонтажных и пусконаладочных работ.

Совокупные затраты предприятия с начала года на мероприятия по защите экологии составили 201,5 млн рублей, из них более 1 млн рублей «Колмар» направил на производственный экологический контроль. Для снижения

негативного воздействия на окружающую среду планируется построить на территории обогатительной фабрики «Инаглинская-2» склады крытого типа, аналогичные тем, которые уже функционируют на территории обогатительной фабрики «Денисовская».

Также в 2019 году в целях рационального использования земельных ресурсов специалисты УК «Колмар» рекультивировали 355 га нарушенных земель на участках горных работ.

Ведется работа и с другими недропользователями, но я привел пример с учетом вопросов, которые наиболее сильно волнуют наших граждан.

Ред.: Одна из современных проблем нефтедобычи – это необходимость извлечения ТРИЗ, то есть запасов трудно-извлекаемой нефти. Это требует более высокого уровня технологичности процесса нефтедобычи. Осуществляется ли поддержка компаний со стороны властей, как это происходит, например, в Татарстане (достижение договоренностей с научно-исследовательскими центрами и предоставление их площадок, поддержка взаимодействия с кафедрами вузов)?

А.Н.: Да, этот вопрос тоже обсуждается и будет реализовываться при наличии интереса и инициативы со стороны компаний-недропользователей

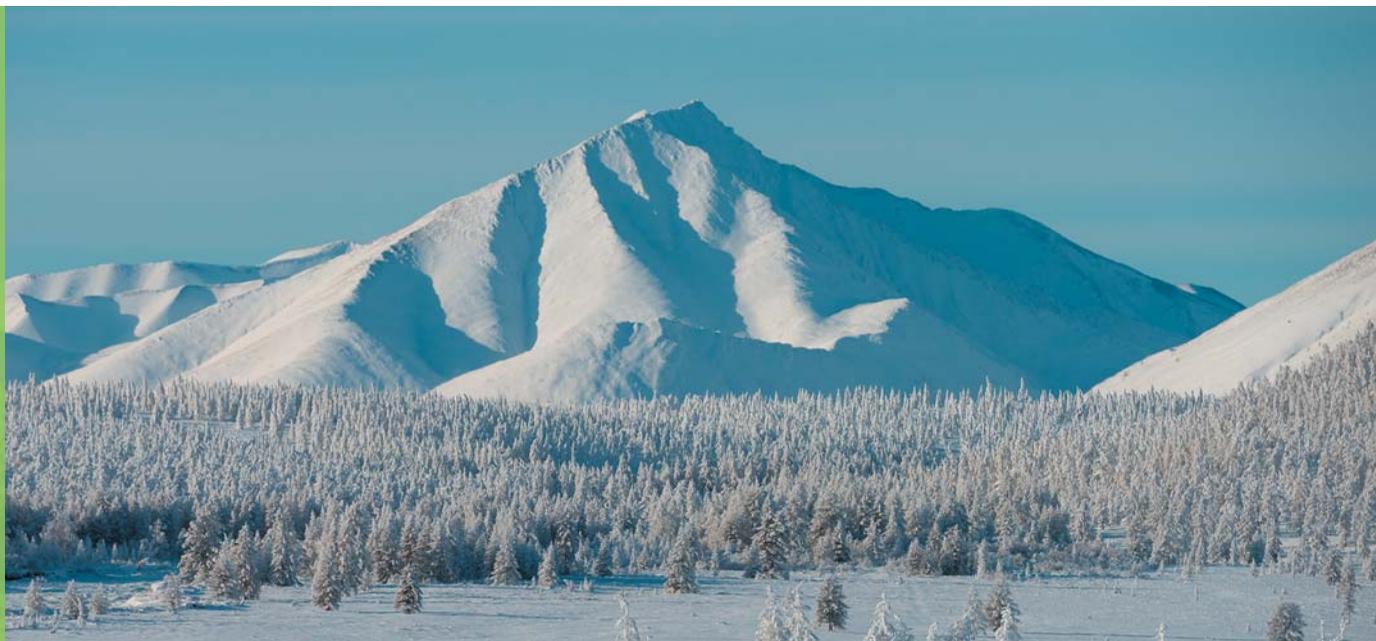
На площадке 1-го Нефтегазового форума Министерством промышленности и геологии было подписано Соглашение о сотрудничестве в развитии научно-технически связей, проведения исследований с целью комплексного решения проблем устойчивого развития Республики Саха (Якутия) совместно с ФИЦ «ЯНЦ СО РАН».

В настоящее время ведется подготовка к созданию в республике Научно-образовательного центра. Думаю, что этот вопрос также может лежать в сфере его интересов.

Ред.: Как вообще налажен диалог с предприятиями ТЭК? Проводятся ли совместные заседания, мероприятия, где обсуждаются проблемы? Какие из компаний более открыты к диалогу, какие максимально закрыты и не идут на контакт?

А.Н.: В настоящий момент в республике создан ряд площадок. Создана Координационная комиссия по вопросам деятельности недропользователей на территории республики, где ежегодно рассматриваются итоги и планы финансово-хозяйственной деятельности компаний-недропользователей.

В 2019 году проведен ряд мероприятий, направленных на обсуждение различных важных вопросов отрасли, – 1-й Нефтегазовый форум Республики Саха (Якутия), «Западная Якутия – Новые возможности», совещание с участием генерального директора АО «Росгеология» по вопросам перспектив развития геологоразведочных работ на территории РС (Я). В ближайшее время состоятся рабочие совещания по итогам финансово-хозяйственной деятельности предприятий. Компании активно участвуют в подобных мероприятиях, так как заинтересованы в развитии производства в нашем регионе. 📌



Нефть и газ Якутии: перспективы и ограничения

ИРИНА ФИЛИМОНОВА

СЕРГЕЙ МОИСЕЕВ

ВАСИЛИЙ НЕМОВ

ИРИНА ПРОВОРНАЯ

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Республика Саха (Якутия) является и в перспективе будет оставаться одним из главных регионов, обеспечивающих прирост добычи нефти и газа в России. В республике разведано большое количество нефтяных и газовых месторождений, значительные объемы перспективных и прогнозных ресурсов, имеются хорошие перспективы для новых открытий.

Нефтяные месторождения Республики Саха сосредоточены в основном на западе и приурочены к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтегазоносность установлена в вендских и нижнекембрийских отложениях. Провинция расположена на территории трех субъектов РФ (Якутии, Иркутской области, Красноярского края), ее площадь составляет около 2,9 млн км². Всего на юге Лено-Тунгусской провинции открыто 80 месторождений, содержащих нефть, газ и конденсат, в пределах которых обнаружено более 330 залежей газа и более 250 залежей нефти.

КЛЮЧЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

К числу факторов, сдерживающих комплексное социально-экономическое развитие региона и снижающих эффективность работы нефтегазового комплекса Республики Саха (Якутия), можно отнести:

1. Низкую степень геологической изученности территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Значительный ресурсный потенциал региона в сочетании с низкой степенью изученности определяют высокую перспективность проведения геологоразведочных работ (ГРР) и открытия новых месторождений, в том числе крупных и уникальных. Выход базовых месторождений (Талаканского, Среднеботуобинского) на проектный уровень добычи обуславливает необходимость открытия и подготовки к разработке новых нефтяных месторождений, которые могли бы компенсировать падающее производство на существующих объектах.

Перспективными направлениями геологического изучения недр на нефть и газ в восточных регионах России являются:

- ◆ карбонатный комплекс венда-кембрия Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области;
- ◆ перспективные венд-кембрийские комплексы Северо-Тунгусской нефтегазоносной области;
- ◆ перспективные рифей-вендские комплексы Южно-Тунгусской нефтегазоносной области;
- ◆ рифей Сибирской платформы;
- ◆ вилюйская кембрийская перспективная зона газонакопления.

2. Высокую долю трудноизвлекаемых и нетрадиционных источников углеводородов в структуре сырьевой базы республики.

Перспективные направления геологического изучения недр на углеводороды в республике связаны в основном с трудноизвлекаемыми ресурсами и запасами нефти, в связи с особенностями коллекторов и низкой толщинной продуктивных горизонтов. Это уже нашло отражение в налоговом законодательстве в виде предоставления льгот по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Технологическая сложность добычи нефти в карбонатных коллекторах усугубляется неразвитостью инфраструктуры в отдаленных районах и сложными природно-климатическими условиями. Поэтому повышается роль государства – оно должно обеспечить экономическое, налоговое и финансовое стимулирование компаний к развитию отечественного нефтесервиса и машиностроения, что даст возможность вовлечь в освоение эти перспективные нефтегазоносные территории.

3. Высокую стоимость топлива и низкий уровень самообеспечения нефтепродуктами в республике.

Несмотря на наличие планов по развитию нефтеперерабатывающих мощностей, в Республике Саха (Якутия) до настоящего времени потребности в нефтепродуктах удовлетворяются за счет привозного сырья и продукции промышленных установок. С определенной периодичностью поднимается вопрос о создании собственного за-

вода по переработке нефти и выпуску нефтепродуктов. Необходимость создания собственного производства моторного топлива и других светлых нефтепродуктов, а также развития направления газомоторного топлива обусловлена высокой стоимостью доставки горючего из других регионов. Кроме того, сооружение нефтеперерабатывающих мощностей может положительно сказаться на экономическом росте региона. Однако, учитывая природно-климатические условия и отдаленность Якутии, строительство и функционирование новых производств, вероятно, потребует мер государственной поддержки.

4. Низкий уровень и неравномерность газификации населения и промышленности региона.

На начало 2019 года уровень газификации республики составил 33%, что является достаточно высоким показателем для Дальнего Востока (в среднем – около 13%). Но на общероссийском фоне (68%) это относительно низкий уровень.

Значительный ресурсный потенциал Якутии в сочетании с низкой степенью изученности определяют высокую перспективность проведения геологоразведочных работ и открытия новых месторождений

Политика государства направлена на повышение уровня газификации регионов Дальнего Востока и Восточной Сибири. Однако основным сдерживающим фактором здесь выступает вопрос финансирования. Поскольку газификация проводится на базе месторождений, разрабатываемых нефтяными и газовыми компаниями, то часть расходов должна быть возложена на частный бизнес. Тем не менее нужно проработать механизмы стимулирования и мотивации для компаний. Также остро стоит вопрос с выделением средств из бюджета республики на финансирование создания распределительных и подводящих сетей, газозаправочных станций, парка транспортных средств общего пользования на газомоторном топливе и т.д.

ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

В 1956 году Всероссийский научно-исследовательский геологоразведочный институт разработал карту перспектив нефтегазоносности региона. В том же году было открыто первое месторождение природного газа, Усть-Вилюйское, положившее начало развитию якутской газовой отрасли, а в 1970 году – первое нефтегазоконденсатное, Среднеботуобинское.

Значительные открытия месторождений углеводородов осуществлялись в Западной Якутии в 1970–1980-е годы под руководством якутских геологов А.М. Зотеева и В.Е. Бакина при поддержке ученых ИГГ АН СССР,

СНИИГГИМСа и Якутского филиала АН СССР во главе с академиками А.А. Трофимуком, Н.В. Черским, А.Э. Конторовичем, В.С. Сурковым.

Как уже отмечалось, первым было открыто крупное Среднеботуобинское газонефтяное месторождение. В конце 1980-х – начале 1990-х годов были сделаны главные открытия: гигантское Чаяндинское газовое и крупное Талаканское нефтяное месторождения. Однако в результате экономических реформ 1990-х годов освоение этих месторождений было приостановлено.

Несмотря на наличие планов по развитию нефтеперерабатывающих мощностей, в Республике Саха до настоящего времени потребности в нефтепродуктах удовлетворяются за счет привозного сырья и продукции промысловых установок

В 1990-е годы в Якутии для освоения этих и других месторождений была организована Национальная нефтегазовая компания «Саханефтегаз», которая завершила разведку, произвела подсчет запасов углеводородов Чаяндинского и Талаканского месторождений и представила их на утверждение в ГКЗ России. Была начата опытная эксплуатация Талаканского и Среднеботуобинского месторождений.

В 1998–2007 годах объем добычи нефти в Якутии составлял в среднем 200–350 тыс. тонн в год. В это время в разработке находились Иреляхское, Среднеботуобинское и Талаканское месторождения.

Новый этап развития нефтяной отрасли республики наступил с введением в эксплуатацию магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан. Это привело к многократному увеличению добычи на разрабатываемых месторождениях региона, росту объема геологоразведочных работ и открытию новых месторождений вдоль трассы ВСТО.

Во второй половине 2000-х годов благодаря повышению мировых цен на нефть и строительству транспортной инфраструктуры в Восточной Сибири была реализована программа лицензирования недр (в том числе в Республике Саха).

В декабре 2009 года была запущена первая очередь нефтепровода Тайшет – Сковородино трубопроводной системы ВСТО, началась транспортировка нефти на экспорт в Азиатско-Тихоокеанский регион.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

Всего по состоянию на 1 января 2019 года на территории якутской части Лено-Тунгусской НГП (в зоне активного недропользования вдоль трасс нефтепровода ВСТО

и газопровода «Сила Сибири») распределено 62 участка недр. Они принадлежат 19 компаниям, занимающимся геологическим изучением, разведкой и добычей углеводородного сырья.

Наиболее крупным недропользователем на территории Республики Саха (Якутия) является ОАО «Сургутнефтегаз», которому принадлежат 20 лицензионных участков из 62. ПАО «НК «Роснефть» владеет восемью лицензиями, ООО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания», ООО «Иркутская нефтяная компания», АО «Туймаданефтегаз», ПАО «Газпром», ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», ОАО «АПРОСА-Газ», ООО «Газодобывающая компания Ленскгаз» являются держателями от двух до пяти лицензий (см. «Нефтегазоносные провинции на территории Якутии»).

Нефть. На территории республики открыто 20 месторождений, в том числе два нефтяных, 17 нефтегазоконденсатных и одно нефтегазовое, суммарные запасы которых составляют более 650 млн тонн нефти. В распределенном фонде недр учтено 19 месторождений, которые содержат более 98% запасов. К категории разрабатываемых отнесены семь месторождений, на их долю приходится 63% всех запасов нефти. В категорию разведываемых входит 13 месторождений.

Крупнейшие месторождения в республике – Среднеботуобинское (с суммарными извлекаемыми запасами нефти более 215 млн тонн), Талаканское (110 млн тонн), Северо-Талаканское (39 млн тонн) и Чаяндинское (44 млн тонн).

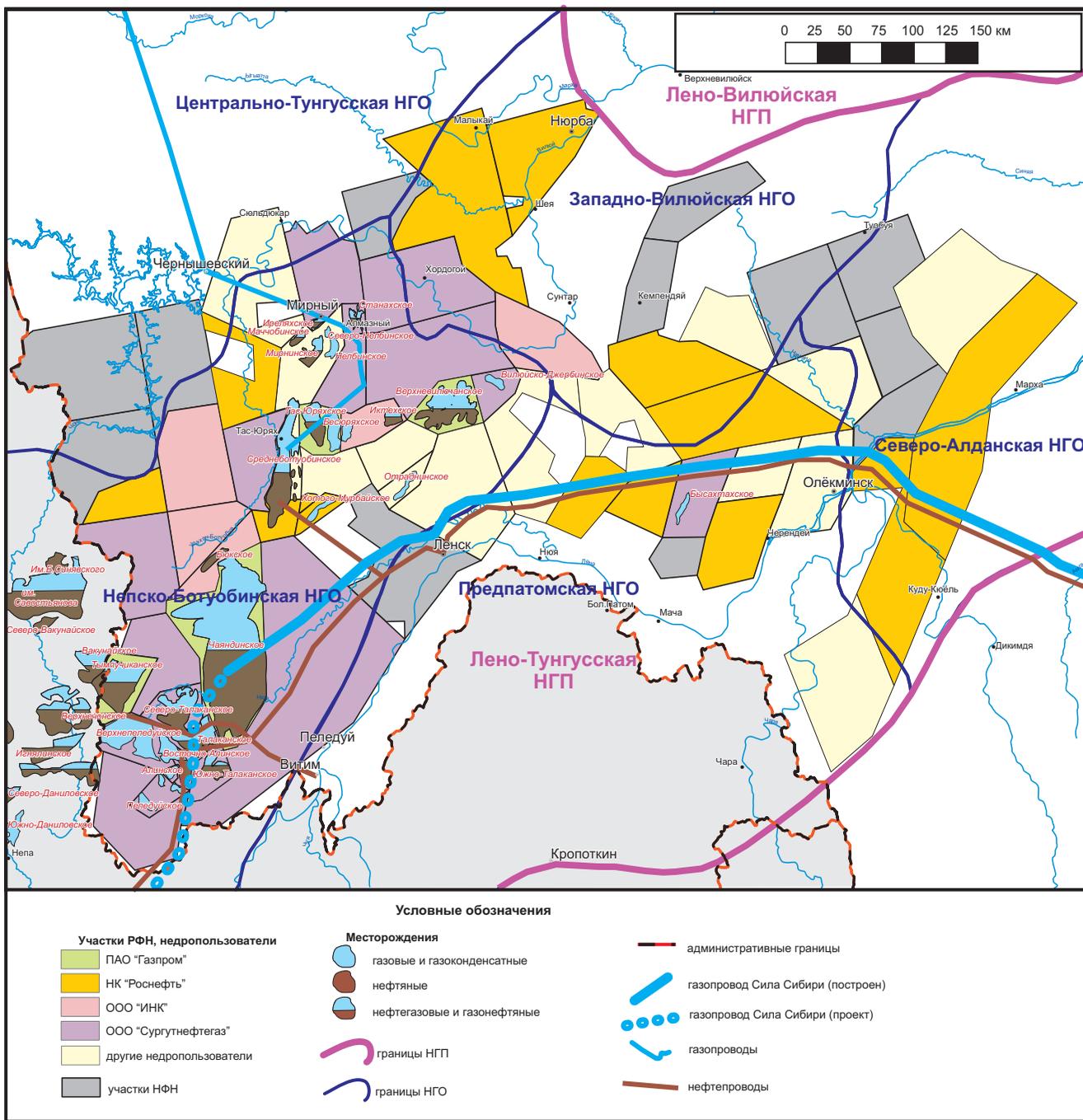
Нефть на месторождениях республики преимущественно имеет среднюю плотность (48,4% запасов), но достаточно высока и доля легкой нефти (41% запасов). Более 95% запасов обладает малой вязкостью и около 71% характеризуется средним содержанием серы (0,5–1%).

Новый этап развития нефтяной отрасли республики наступил с введением в эксплуатацию магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан

На долю «Сургутнефтегаза» приходится 30,5% суммарных запасов и перспективных ресурсов нефти (см. «Распределение извлекаемых запасов и перспективных ресурсов нефти в Республике Саха»). Компания ведет разработку месторождений Талаканское, Северо-Талаканское, Алинское. Она также осуществляет ГРП на Верхнепелудуйском, Восточно-Алинском, Ленском, Станахском, Южно-Талаканском месторождениях. Половина запасов нефти компании относится к категориям А+В₁, практически все они введены в разработку. Также компания обладает высоким потенциалом прироста запасов, поскольку доля ресурсов категории D₀ равняется 6%.

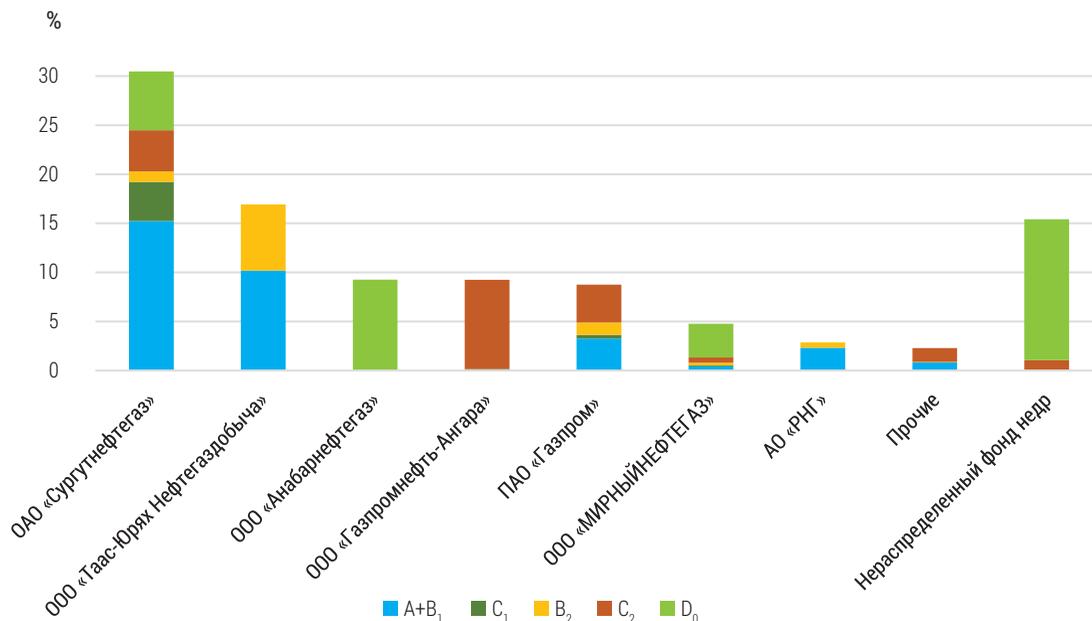
Вторая компания по объему запасов нефти в республике – «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». На ее долю приходится 16,9% запасов и перспективных ресурсов. Она ведет

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ НА ТЕРРИТОРИИ ЯКУТИИ



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)



Источник: ИНГТ им. А.А. Трофимука СО РАН

добычу на крупнейшем месторождении региона – Среднеботуобинском.

Компания «Газпромнефть-Ангара» контролирует 9,3% запасов и перспективных ресурсов нефти, которые сосредоточены в Тымпучиканском и Вакунайском месторождениях. Крупные ресурсы располагаются также на перспективных площадях компаний «Анабарнефтегаз» (9,3%) и «Мирныйнефтегаз» (3,4%).

На территории Республики Саха (Якутия) расположены крупнейшие ресурсы нетрадиционных углеводородов. Так, Оленекское месторождение природных битумов является одним из самых значительных по масштабам битумных полей, выявленных на северо-востоке Восточной Сибири. Ресурсы битумов Оленекского оценены для пластов с массовым содержанием битума более 2% и достигают 1,3 млрд тонн.

Восточно-Анабарское месторождение на восточном крыле Анабарского свода прослежено на расстоянии около 200 км по поверхностным выходам насыщенных битумом горизонтов венда и нижнего кембрия в бассейне рек Малая и Большая Куонамка. Вендский битумоносный горизонт, приуроченный к доломитам эрозионной зоны предкембрийского выветривания, имеет мощность от 2 до 17 метров. Содержание битума в породах – от 0,7 до 2,2%. В разрезе манькайской свиты нижнего кембрия (чабурский горизонт) выделяется несколько битумоносных горизонтов общей мощностью до 50 метров и с содержанием битума до 3,5 вес. %.

Наиболее крупная зона битумоаккумуляции (Силигир-Мархинское скопление) в отложениях силигирской свиты среднего кембрия и в верхнем кембрии на южном склоне

Анабарской антеклизы установлена в бассейне верхнего течения Силигира и Мархи. Проявления битумов группируются в полосу шириной 40–50 км и протяженностью 210 км. Суммарные запасы битумов Силигир-Мархинского поля оцениваются в 2 млрд тонн.

Освоение месторождений природных битумов и тяжелых (высоковязких) нефтей в качестве нового вида минерального сырья должно рассматриваться с позиций не только современных, но и будущих достижений в области техники и технологии добычи и переработки. Производство углеводородного сырья из природных битумов (синтетической нефти) и возможность извлечения из них ценных металлов (ванадия и никеля) во многом определяются горно-геологическими, географо-экономическими и химико-технологическими факторами, то есть инфраструктурой регионов, где расположены месторождения, и мировыми ценами на нефть.

В настоящее время в Республике Саха (Якутия) сосредоточено более 3 млрд тонн начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти, или около 3,5% НСР страны. Вместе с тем показатель степени разведанности составляет всего 14%, что создает мощный потенциал и вероятность открытия новых крупных месторождений. Одновременно это потребует высоких капитальных вложений в геологоразведочные работы – со стороны как компаний, так и государства, а также проведения активной лицензионной политики и разработки системы стимулирования недропользователей.

Газ. В Якутии открыто 37 месторождений, содержащих газ, в том числе семь газовых, 12 газоконденсатных, одно нефтегазовое и 17 нефтегазоконденсатных. Суммарные

запасы газа составляют более 2,9 трлн м³. В распределенном фонде недр учтены 32 месторождения, которые содержат 98% всех запасов природного газа. К категории разрабатываемых отнесены 10 месторождений, на их долю приходится 62% всех современных извлекаемых запасов нефти. В категорию разведываемых входят 27 месторождений.

Крупнейшие месторождения в республике – уникальное Чаяндинское (с суммарными извлекаемыми запасами газа более 1,2 трлн м³), а также крупные Среднеботуобинское (237 млрд м³), Средневилюйское (202 млрд м³), Среднетюнгское (165 млрд м³), Верхневилучанское (209 млрд м³) и Тас-Юряхское (114 млрд м³).

Всего по состоянию на 1 января 2019 г. на территории Якутской части Лено-Тунгусской НГП распределено 62 участка недр. Они принадлежат 19 компаниям, занимающимся геологическим изучением, разведкой и добычей УВС

Газ на месторождениях республики характеризуется высоким содержанием ценных компонент, прежде всего, гелия, запасы которого учтены на 14 месторождениях. Это послужило одним из факторов, сдерживающих проек-

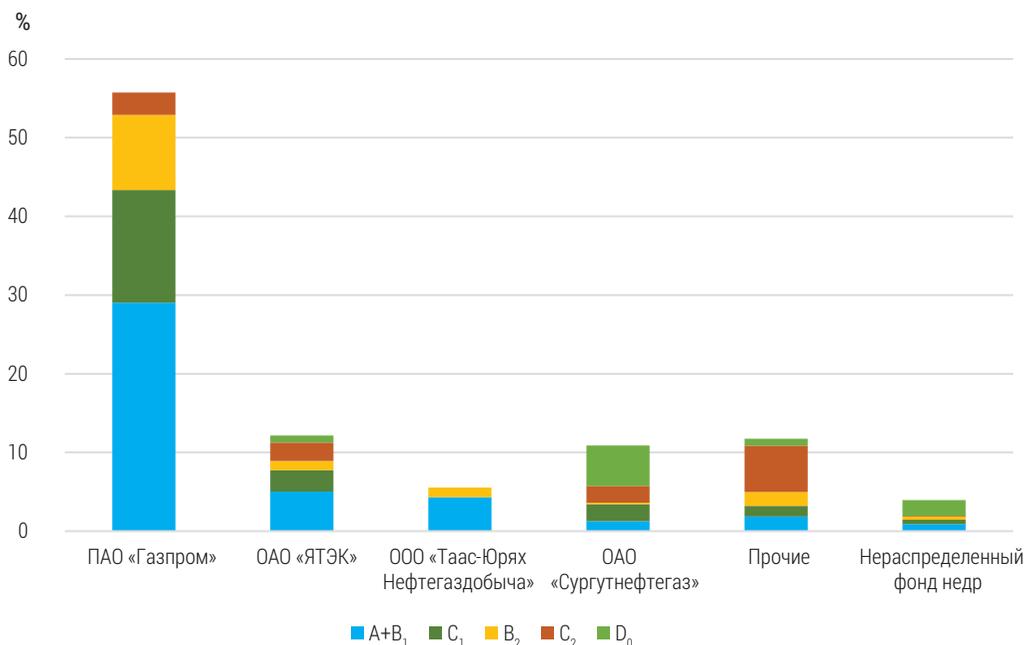
тирование и строительство магистрального газопровода «Сила Сибири». Организация производства по выделению, хранению гелия и реализации гелиевого концентрата требовала отдельной детальной проработки (с точки зрения как технологической оснащенности и безопасности, так и маркетинга). Внутренний спрос на гелий в России в ближайшие годы не превысит 3–5 млн м³, а ресурсный потенциал Чаяндинского месторождения может обеспечить добычу до 120 млн м³ гелия. Поэтому стратегия освоения запасов гелия на востоке страны ориентирована в основном на внешние рынки, прежде всего АТР, а также на сохранение этого ценного компонента в соляных кавернах для будущих поколений.

Крупнейшая компания по величине запасов газа в республике – «Газпром», на долю которого приходится около 56% всех запасов и перспективных ресурсов в данном регионе. Запасы распределены между пятью месторождениями, среди которых крупнейшие Чаяндинское, Верхневилучанское, Среднетюнгское, Тас-Юряхское (см. «Распределение запасов и перспективных ресурсов газа в Республике Саха»).

Вторая компания по данному показателю – Якутская топливно-энергетическая компания (ЯТЭК), обладающая 12,1% всех запасов и перспективных ресурсов в республике. Она ведет добычу на Средневилюйском газоконденсатном месторождении. В активе ЯТЭКа также участки Мастахского и Толонского месторождений.

На долю «Сургутнефтегаза» приходится 10,9% запасов и перспективных ресурсов в регионе. Он осуществляет добычу на Талаканском, Северо-Талаканском и Апинском

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ ГАЗА В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

месторождениях, проводит разведочные работы на участках Бысхатского Верхнепеледуйского, Южно-Талаканского, Восточно-Алинского, Ленского и других месторождений.

В Республике Саха (Якутия) сосредоточено более 13 трлн м³ начальных суммарных ресурсов газа. Степень их разведанности составляет всего 15%, что предопределяет перспективы обнаружения новых крупных месторождений.

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ

Нефть. В Республике Саха (Якутия) добыча нефти в небольшом объеме производится с 1984 года. Но, как уже отмечалось, новый этап развития нефтяной отрасли региона наступил с введением в эксплуатацию магистрали ВСТО.

В 2007 году «Сургутнефтегаз» открыл Северо-Талаканское и Восточно-Алинское нефтяные месторождения, которые были введены в промышленную эксплуатацию в 2011–2012 годах. В 2009 году эта же компания открыла Южно-Талаканское НГКМ и ввела в промышленную эксплуатацию Алинское месторождение.

В октябре 2013 года были начаты поставки нефти со Среднеботуобинского НГКМ в трубопроводную систему ВСТО. Всего с начала ее эксплуатации в 2008 году добыча нефти в регионе выросла более чем в 16 раз.

В настоящее время в Якутии добывается более 40% нефти в Дальневосточном федеральном округе. В 2018 году объемы производства составили 12,3 млн тонн, что на 1,9 млн тонн больше, чем в предыдущем году. Существен-

ный прирост связан с продолжением промышленной эксплуатации одного из крупнейших активов «Роснефти» в Восточносибирском кластере – Среднеботуобинского месторождения. По итогам года добыча нефти на месторождении выросла более чем в два раза и составила 2,8 млн тонн. На Среднеботуобинском продолжается строительство объектов инфраструктуры, запущены центральный пункт сбора, приемо-сдаточный пункт. Выход на полку производства 5 млн тонн в год планируется к 2021 году.

Добыча нефти на лицензионных участках «Сургутнефтегаза» в Якутии (в том числе на Талаканском и Южно-Талаканском месторождениях) выросла на 0,2 млн тонн и составила 9,1 млн тонн.

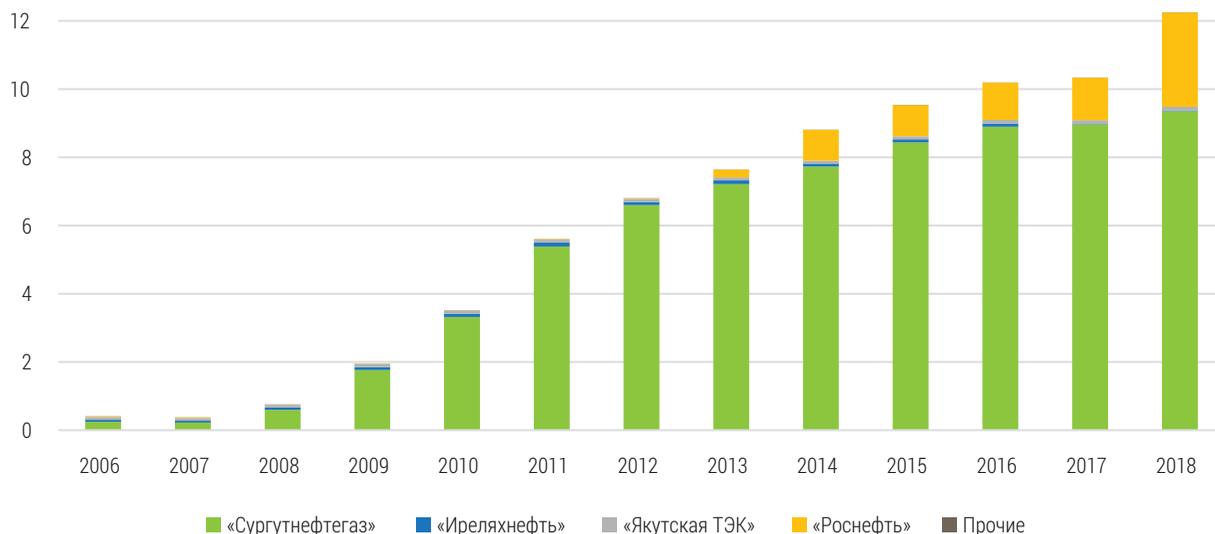
Структура добычи нефти характеризуется высокой концентрацией: 99% ее сосредоточено на двух месторождениях. Одно только Талаканское месторождение обеспечивает более 76% производства нефти, на Среднеботуобинское приходится 23%.

Активы двух основных нефтедобывающих предприятий Республики Саха – «Сургутнефтегаза» и «Роснефти» (которая владеет компанией «Таас-Юрях Нефтегазодобыча») – находятся в непосредственной близости от системы ВСТО, что позволяет им наращивать объемы добычи и вводить в разработку новые объекты.

«Сургутнефтегаз» – крупнейшая компания по объему добычи нефти в Якутии. В 2018 году на территории региона она произвела 9,4 млн тонн, что на 0,4 млн тонн больше, чем в предыдущем году. Ее доля в структуре добычи нефти в республике составляет 76% (см. «Организационная структура добычи нефти в Республике Саха»). Основной

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ДОБЫЧИ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)

МЛН Т



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

добывающий актив компании – Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение с суммарными запасами нефти более 100 млн тонн.

«Роснефть» занимает второе место по указанному показателю. Основой роста ее добычи стало последовательное освоение Среднеботуобинского месторождения. В 2018 году производство компании на территории республики выросло на 1,5 млн тонн, что позволило в два раза увеличить долю «Роснефти» в организационной структуре добычи – до 23%.

В августе 2019 года компания РНГ ввела в промышленную эксплуатацию восточные блоки Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. Извлекаемые запасы нефти на восточных блоках – 28 млн тонн, газа – 14,3 млрд м³. В 2020 году там планируется добыть 1,2 млн тонн нефти. Извлеченное из недр сырье поставляется в трубопроводную систему ВСТО.

Газ. Рост добычи газа в Якутии в 2008–2013 годах был тесно связан с началом крупномасштабного производства нефти в 2008 году, когда был введен в эксплуатацию магистральный нефтепровод ВСТО. Освоение нефтяного потенциала привело к росту извлечения попутного нефтяного газа (ПНГ) компанией «Сургутнефтегаз» (см. «Организационная структура добычи газа в Республике Саха»).

Несмотря на высокие темпы роста добычи природного газа в России в последние годы (в 2018 году прирост составил около 37 млрд м³), в Республике Саха и в Восточной Сибири в целом не наблюдалось существенного увеличения данного показателя. Так, за период 2014–2018 годов добыча газа выросла только на 0,1 млрд м³, а в 2018 году наблюдалось ее снижение. Это связано с тем, что крупномасштабное производство газа на территории Восточной Сибири и Республики Саха сдерживается отсутствием магистральной газотранспортной инфраструктуры и ведется в основном в рамках локальных центров газоснабжения для обеспечения энергетическим сырьем и электроэнергией производственных объектов и населения. Осуществляется также извлечение попутного нефтяного газа. По итогам 2018 года добыча газа в республике составила 2,9 млрд м³.

Крупнейшее газодобывающее предприятие в Республике Саха – Якутская топливно-энергетическая компания. Причем в отличие от других компаний, извлекающих ПНГ, она является в большей степени именно газодобывающим предприятием. ЯТЭК осваивает Средневилуйское газоконденсатное месторождение, запасы которого составляют около 202 млрд м³. По итогам 2018 года ее добыча составила 1,7 млрд м³, что эквивалентно среднему показателю за последние 10 лет. Доля компании в орга-

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ДОБЫЧИ ГАЗА В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

низационной структуре производства газа в регионе составляет 58%.

«Сургутнефтегаз» добыл в Якутии в 2018 году 1 млрд м³ газа, что на 0,05 млрд м³ больше, чем в предыдущем году. Его доля в структуре производства газа в регионе составляет 34%. Основной добывающий актив компании – Талаканское НГКМ с суммарными запасами более 60 млрд м³. В целом на основных производственных объектах в Республике Саха «Сургутнефтегаз» вышел на полку добычи нефти и, как следствие, попутного газа.

Третья компания по объему добычи «голубого топлива» в республике – «АЛРОСА-Газ». По итогам 2018 года ее производство составило 0,2 млрд м³, что соответствует уровню предыдущего года. Доля компании в общей добыче газа в республике достигает 7%. «АЛРОСА-Газ» осваивает запасы свободного газа на участке Среднебуйбинского НГКМ.

На территории республики открыты 20 месторождений, в том числе два нефтяных, 17 нефтегазоконденсатных и одно нефтегазовое, суммарные запасы которых составляют более 650 млн тонн нефти

Следующий этап развития добычи газа в Республике Саха (Якутия) связан с магистральным газопроводом «Сила Сибири», ввод которого в эксплуатацию ожидается в конце 2019 года. На этом этапе газ уникального Чаяндинского месторождения будет поставляться по газопроводу протяженностью 2200 км до границы с Китаем. Добыча газа в регионе будет также поддерживаться за счет извлечения попутного газа и эксплуатации локальных систем газоснабжения.

На первом этапе извлечение гелия из добываемого газа Чаяндинского месторождения будет происходить только частично. Для этого будет использована технология мембранного извлечения непосредственно на промысле. На основных объектах обустройства ведутся пусконаладочные работы. Завершено бурение 176 эксплуатационных газовых скважин. Проектный уровень добычи на месторождении составляет 25 млрд м³ в год.

ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Несмотря на планы по развитию нефтеперерабатывающих мощностей в Республике Саха, до настоящего времени потребности в нефтепродуктах удовлетворяются за счет привозного сырья и продукции промысловых установок. Функционируют две установки ЯТЭКа по переработке газового конденсата на Средневилюйском и Магдахском ГКМ, а также Талаканская установка по переработке нефти мощностью 100 тыс. тонн в год. В настоящее

время рассматривается вопрос о строительстве в республике завода по переработке нефти.

Для решения проблемы высоких цен на топливо правительство республики намерено развивать сеть автомобильных газозаправочных станций и стимулировать переоборудование транспортных средств для использования газа. Программа рассчитана до 2022 года и оценивается в 3,3 млрд рублей. Кроме того, в регионе планируется реализация пяти проектов по переработке газа: в Алданском, Ленском, Вилюйском районах, а также в поселках Нижний Бестях и Жатай. Строительство газоперерабатывающих заводов позволит создать более 1 тыс. рабочих мест.

В настоящее время в Якутии существуют следующие возможности роста мощностей по переработке нефти:

- ◆ Витимский малогабаритный нефтеперерабатывающий комплекс («Саханефтегаз») производительностью 50 тыс. тонн в год. Строительство завершено, однако с 2003 года находится в консервации;
- ◆ Иреляхский нефтеперерабатывающий завод (ЗАО «Иреляхнефть») проектной мощностью 250 тыс. тонн в год. Строительство не завершено, законсервирован в 2002 году;
- ◆ Таас-Юряхская нефтеперерабатывающая установка («Таас Юрях-нефтегазодобыча») проектной мощностью 100 тыс. тонн в год. Строительство не завершено, законсервирована в 2002 году.

Учитывая значительное увеличение добычи нефти на востоке России, возникает необходимость восстановления и расширения мощностей действующих заводов, строительства новых НПЗ в республике (в г. Ленске) для региональных нужд.

В Якутии открыты 37 месторождений, содержащих газ, в том числе семь газовых, 12 газоконденсатных, одно нефтегазовое и 17 нефтегазоконденсатных. Суммарные запасы газа составляют более 2,9 трлн м³

ТРАНСПОРТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Ключевые объекты транспортной инфраструктуры в Республике Саха – системы магистральных трубопроводов ВСТО и «Сила Сибири», а также локальная сеть газоснабжения.

Нефтепроводная система ВСТО стала мощным стимулом для интенсификации освоения ресурсного потенциала Республики Саха. Данный трубопровод связал нефтяные месторождения Западной, Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) с портами на Дальнем Востоке, а также непосредственно с потребителями в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР).

Нефтепровод включает в себя участок ВСТО I Тайшет – Сковородино и отвод на Китай Сковородино – Мохэ. Далее магистраль продолжается по направлению ВСТО II Сковородино – Козмино. Общая протяженность нефтепровода составляет 4740 км.

В настоящее время в Якутии добывается более 40 % нефти в Дальневосточном федеральном округе. В 2018 году объемы производства составили 12,3 млн тонн, что на 1,9 млн тонн больше, чем в предыдущем году

Газопровод «Сила Сибири» проходит по территории пяти субъектов РФ: Иркутской и Амурской областей, Еврейской автономной области, Республики Саха (Якутия) и Хабаровского края. Маршрут трассы проложен вдоль ВСТО. Это позволяет существенно экономить затраты на инфраструктуру и энергоснабжение, а в будущем – организовать сбыт природного газа с уже разрабатываемых нефтегазовых месторождений, которые сейчас поставляют нефть в ВСТО и испытывают проблемы с коммерческим освоением газового потенциала. Расстояние между двумя трубопроводами составляет 0,7–17 км. Общая протяженность газопровода будет равняться около 3 тыс. км, а проектная мощность – 38 млрд м³ в год.

В сентябре 2014 года в присутствии Президента РФ прошла церемония соединения первого звена трубы. Ранее, в мае, «Газпром» и китайская CNPC заключили контракт на поставку трубопроводного газа в КНР. А 13 октября 2015 года было подписано межправительственное соглашение о поставках газа на уровне премьер-министров двух стран. В октябре 2019 года завершено заполнение газопровода «Сила Сибири» газом на участке от Чайандинского месторождения до приграничной газоизмерительной станции в районе г. Благовещенска. На 2 декабря 2019 года намечена торжественная церемония открытия газопровода с участием Президента России В. В. Путина и Председателя КНР Си Цзиньпина. Это послужит началом экспорта газа в Китай с Чайандинского месторождения, в 2020 году поставки могут возрасти до 10 млрд м³ в год.

До начала освоения Чайандинского месторождения основные объемы добываемого в Якутии газа использовались для местных промышленных, энергетических и коммунально-бытовых нужд. В настоящее время поставки природного газа со Средневилюйского и Мастахского месторождений (оператор разработки ЯТЭК) полностью обеспечивают потребности Центрального района республики, в том числе Якутской ГРЭС. В регионе газифицировано 87 населенных пунктов, 55 промышленных и 940 коммунально-бытовых предприятий, девять сельскохозяйственных объектов, 623 котельные.

С 2008 года ведется разработка Среднетюннского газоконденсатного месторождения («Сахатранснефтегаз»), находящегося в Вилюйском улусе республики и обеспечивающего природным газом близлежащие населенные пункты с помощью локальной газотранспортной системы.

Тем не менее в последние годы темпы газификации республики существенно снизились. Это связано как с трудностями финансирования, так и с отдаленностью ряда населенных пунктов. В то же время газификация населенных пунктов, расположенных рядом с Якутском и магистральными газопроводами, уже находится на высоком уровне. Перспективы газификации республики связаны с началом эксплуатации «Силы Сибири». Это позволит развивать газотранспортную инфраструктуру в Ленском, Олекминском и Алданском районах.

ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

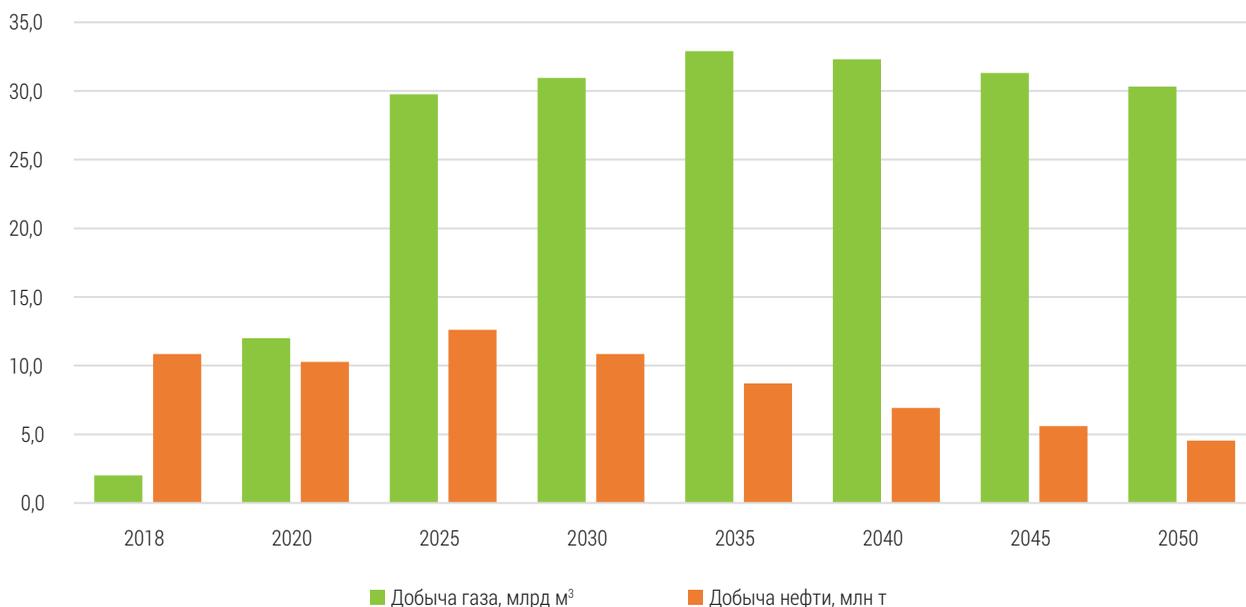
В основе прогноза добычи нефти в Республике Саха (Якутия) лежит структура сырьевой базы углеводородов:

- ◆ крупных месторождений, открытых в 1980-е годы, за счет которых в настоящее время и среднесрочной перспективе будет поддерживаться добыча (Талаканское, Северо-Талаканское, Среднеботуобинское);
- ◆ трудноизвлекаемых запасов, а также средних и мелких месторождений, в структуре запасов которых в настоящее время преобладают низкодостоверные категории (более 80%) – они нуждаются в доразведке и подключении к производственно-транспортной инфраструктуре крупных объектов (Северо-Талаканское, Тымпучиканское, Верхневилучанское);
- ◆ месторождений, прогнозируемых к открытию, – низкая степень разведанности территории и значительные объемы прогнозных и перспективных ресурсов позволяют ожидать ряд новых, в том числе крупных, открытий, при условии проведения масштабных геологоразведочных работ.

Максимальный уровень добычи нефти будет достигнут к 2025 году. Основной объем нефти и газового конденсата будет извлекаться на Среднеботуобинском, Талаканском, Северо-Талаканском и Чайандинском месторождениях. После 2025 года производство сырья на крупных и уже введенных в разработку месторождениях будет планомерно снижаться. Так, в 2035 году добыча жидких углеводородов прогнозируется на уровне 8,7 млн тонн, а к 2045 году она сократится до 5,6 млн тонн (см. «Прогноз добычи нефти и газа в Республике Саха»). Удержать производство будет возможно только благодаря активному проведению геологоразведочных работ и приросту запасов – как в районе уже разрабатываемых месторождений, так и на новых перспективных территориях.

Перспективы роста добычи природного газа связаны, прежде всего, с освоением запасов уникального Чайандинского месторождения. Начало промышленной добычи запланировано на конец 2019 года, а к 2020 году она может вырасти до 10 млрд м³. Выход на проектный уровень ожидается к 2025 году.

ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

Увеличение добычи природного газа также прогнозируется на Среднеботуобинском, Средневилюйском и Верхневилючанском месторождениях. Максимальный уровень 33 млрд м³ будет достигнут к 2034 году, после чего ожидается постепенное снижение. К 2040 году прогнозный уровень производства составит 32 млрд м³, к 2050-му добыча может сократиться до 30 млрд м³, если не будут открыты новые крупные объекты недропользования.

Сырьевая база газа Республики Саха позволяет нарастить добычу до 100 млрд м³ в год. Однако сдерживающим фактором (даже при условии востребованности газа на мировом рынке) будет служить мощность Амурского ГПЗ, поскольку экспортировать в Китай ценные компоненты восточносибирского газа, которые могут стать сырьем для развития новых нефтегазохимических производств, недопустимо с точки зрения государственного интереса и рационального природопользования.

Большое влияние на перспективы роста добычи нефти оказывают также темпы строительства трубопроводной инфраструктуры и воспроизводства запасов сырья.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗВИТИЯ НГК

Комплексный анализ современного состояния НГК Республики Саха (Якутия) позволил выделить устойчивые тенденции развития нефтедобычи на востоке страны:

- ◆ Концентрация добычи нефти, основная доля которой приходится на крупных недропользователей. Нефтяной потенциал Восточной Сибири осваивают в основном две компании – «Роснефть» и «Сургутнефтегаз». Месторождениями, готовящимися к разработке, располагает «Газпром нефть». В последние годы «Роснефть» про-

Рост добычи газа в Якутии тесно связан с началом крупномасштабного производства нефти в 2008 году, когда был введен в эксплуатацию магистральный нефтепровод ВСТО

водит активную политику концентрации производства и капитала, консолидации активов на востоке страны. Она взяла под свой контроль ряд компаний, осуществляющих добычу нефти и газа в регионе («Таас-Юрях Нефтегазодобыча», «Иреляхнефть», «АЛРОСА-Газ»).

- ◆ Увеличение роли иностранного капитала. Важной организационной тенденцией в добыче нефти стало активное привлечение зарубежных инвестиций для освоения месторождений – как уже введенных в разработку, так и подготовленных к промышленной эксплуатации, в первую очередь, компанией «Роснефть».
- ◆ Усложнение условий добычи нефти в регионе. В настоящее время нефтедобыча в Республике Саха сконцентрирована, прежде всего, в терригенном комплексе, благоприятном для существующих методов разработки. Однако в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области в последние годы растет объем трудноизвлекаемых запасов в карбонатном комплексе, разработка которого требует применения инновационных технологий. Поэтому уже в ближайшее время в Восточной Сибири должен измениться характер нефтедобычи, акцент необходимо переместить на разработку ТРИЗ. 🚧



Банк качества нефти: первый шаг к созданию системы национальных ценовых индикаторов

ТАМАРА САФОНОВА

Исполнительный директор ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора»,
доцент кафедры международной коммерции ВШКУ РАНХ и ГС при Президенте РФ

Российский топливно-энергетический комплекс как в советский, так и постсоветский период всегда демонстрировал зарубежным потребителям углеводородного сырья и продуктов переработки технологическую надежность и гарантии выполнения обязательств. Однако ситуация, сложившаяся в апреле-июне 2019 года, когда в экспортных грузопотоках нефти было выявлено многократное превышение содержания хлорорганических соединений, оказалась для участников рынка полнейшей неожиданностью. Она стала в некотором роде испытанием для них, а также стимулом к консолидации усилий в целях стабилизации качества нефти. Обеспечение безопасности поставок тесно взаимосвязано с исполнением регламентов. И после упомянутого инцидента особое внимание уделяется усилению системы контроля качества.

ВРЕМЯ ДЛЯ НЕРЕАЛИЗОВАННЫХ ИДЕЙ

Третьего октября 2019 года заместитель председателя правительства Дмитрий Козак провел рабочее совещание по вопросу о качестве нефти, транспортируемой трубопроводным транспортом. По итогам было дано поручение: Минэнерго совместно с ФАС и заинтересованными организациями представить в Правительство согласованные предложения о создании банка качества нефти. Такой банк должен стать финансовым инструментом, позволяющим компенсировать ухудшение качества сырья в системе магистральных неф-

тепроводов по сравнению с показателями при сдаче в систему. При этом предполагается предпринять следующие меры:

- ◆ создание фонда банка качества нефти;
- ◆ определение оператора контроля данного банка;
- ◆ разработка и принятие перечня показателей (параметров) банка;
- ◆ установление порядка расчета премии (дисконта) по совокупности показателей (параметров) качества нефти, сдаваемой в систему магистральных нефтепроводов, с учетом ее распределения по направлениям транспортировки.

Идея внедрения банка качества нефти в системе «Транснефти» рассматривается уже не первое десятилетие. Однако она не имеет никакого отношения к усилению контроля за качеством сырья, так как задачей банка является лишь обеспечение компенсационных выплат за изменение стоимости нефти в результате ее смешения.

В системе Каспийского трубопроводного консорциума банк качества работает с 2002 года. Он начал функционировать практически сразу после запуска трубопроводной системы в эксплуатацию и пробной загрузки первого танкера на морском терминале.

НУЖНЫ ВЗВЕШЕННЫЕ ИНДИКАТОРЫ

Конечно, идея банка качества могла бы быть успешно реализована в «Транснефти», но при условии решения множества взаимосвязанных вопросов. Так, в случае создания подобного банка основная нагрузка по возмещению платежей ляжет на предприятия, добывающие тяжелую высокосернистую нефть, прежде всего на «Башнефть» (входящую в группу «Роснефть») и «Татнефть». Общая сумма платежей в банк качества будет зависеть от установленной ставки за превышение содержания серы относительно базовых показателей при сдаче сырья в систему «Транснефти». Банк качества может также учитывать и изменение плотности, что еще больше увеличит финансовую нагрузку на предприятия-производители тяжелой нефти.

Идея внедрения банка качества нефти в системе «Транснефти» рассматривается уже не первое десятилетие. Однако она не имеет никакого отношения к усилению контроля за качеством сырья

Создание банка качества может нанести удар по предприятиям, ведущим разработку месторождений с запасами высокосернистой нефти. При определенной конъюнктуре мировых цен они могут, в случае действия банка качества, получить отрицательный финансовый результат от продажи своего сырья, что является недопустимым. Именно поэтому важно не просто использовать систему штрафов, а формировать взвешенные индикаторы цен российских компаний с учетом утвержденных дисконтов и премий. За счет этого возможно на государственном уровне поддержать эффективность реализации продукции всех российских производителей.

На крупнейших дискуссионных и экспертных площадках я неоднократно выступала за формирование системы национальных ценовых индикаторов на нефть, включающей премии и дисконты за качество сырья, принимаемого в пунктах отправления и сдаваемого в пунктах назначения. Наше Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора (НААНС-МЕДИА) уже несколько

лет выполняет эту работу в рамках издания «Ценовые индикаторы российского рынка нефти». В нем ежедневно публикуются индексы цен на всех базисах производителей и НПЗ с учетом системы де-эскалаторов по качеству. Пожалуй, мы располагаем уникальным опытом внедрения на практике системы расчета цен на нефть с учетом механизма премий и дисконтов.

ОБРАТНАЯ СТОРОНА КОМПАУНДИРОВАНИЯ

Компаундирование – это доведение показателей качества высокосернистой, особо высокосернистой и высокопарафинистой нефти до требований, установленных ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия». Следует отметить, что «Транснефть» в настоящее время получает платежи за компаундирование нефти на основании заключенных с грузоотправителями договоров.

То есть компании-производители упомянутых видов сырья уже платят. Но вопрос в том, что эти платежи ныне являются оплатой коммерческой услуги «Транснефти». А в случае внедрения банка качества уплачиваемые денежные суммы не должны будут дублироваться и смогут перенаправляться производителям малосернистой и легкой нефти.

По сути, ситуация с загрязнением нефти хлорорганикой в апреле-июне 2019 года послужила «обратным клапаном» системы компаундирования. Если по договорам компаундирования грузоотправители платят «Транснефти» за улучшение показателей качества в конце маршрута, то загрязнение хлорорганикой имело зеркальный эффект – «Транснефть» вынужденно оплачивает грузополучателям (иностранным компаниям) компенсацию за ухудшение качества сырья.

РАСЧЕТ ДЕ-ЭСКАЛАТОРОВ ПО КАЧЕСТВУ

Расчет премии (дисконта) по совокупности показателей сырья, сдаваемого в систему «Транснефти», – это, по сути, расчет регрессии (де-эскалаторов) по качеству. Включение данной регрессии в формулы цены на нефть было предложено автором этой статьи еще в 2016 году в своем диссертационном исследовании.

В целях публикации реальных цен сделок на внутреннем рынке РФ по всем существующим базисам поставки нефти (в пунктах отправления и пунктах назначения) автором предложено руководствоваться при формировании котировок российских сортов формулами, включающими де-эскалаторы (регрессию по качеству).

С учетом де-эскалаторов формула индекса цены российской нефти на внутреннем рынке на базисах поставки в пунктах отправления (с НДС) **Ицпо** выглядит следующим образом:

$$\text{Ицпо} = (\text{Ц} - \text{Тп} * \text{Круб} - \text{Тср} \pm \text{Д} \pm \text{X}) * \text{Нн}$$

где:

Ц – цена маркерной нефти на базисе поставки в экс-

портном направлении, с учетом региональной привязки базисов поставки российской нефти, руб./т, без НДС;

В настоящее время на российском нефтяном рынке нет единых требований к условиям договоров купли-продажи. Это дает возможность использовать при заключении договоров различные базовые котировки на экспортных рынках. Однако таблицы региональных привязок, по мнению автора, должны быть утверждены или рекомендованы уполномоченными органами (см. «Пример региональной привязки базисов поставки...»);

Тп – ставка экспортной пошлины на нефть, экспортируемую из РФ, действующая в месяце поставки, \$/т;

Круб – курс доллара к рублю, установленный Центробанком России;

Тср – средневзвешенное значение короткого и длинного тарифов на транспортировку нефти от пункта отправления до базиса поставки в экспортном направлении, включая тарифы на перевалку нефти в портах, руб./т, без НДС;

Д – де-эскалатор (регрессия по качеству), руб./т, без НДС;

Х – премия или дисконт к ценовой формуле, руб./т, без НДС;

Нн – коэффициент, учитывающий ставку налогов и сборов, подлежащих уплате в соответствии с налоговым законодательством РФ (налог на добавленную стоимость).

Индекс цены российской нефти на внутреннем рынке на базисах поставки в пунктах назначения рассчитывается с учетом тарифа на транспортировку.

Де-эскалатор (регрессия по качеству) определяется агентством НААНС-МЕДИА по формуле:

$$D_p = kg * \Delta g + ks * \Delta s$$

где:

kg – коэффициент по плотности, руб./т, при отклонении на 1 кг/м^3 (при 15°C) от нормируемого значения;

ks – коэффициент по сере, руб./т, при отклонении на 0,1% от нормируемого значения;

Δg – дифференциал по плотности (разность значений плотности в пункте отправления и пункте назначения), кг/м^3 ;

Δs – дифференциал по содержанию серы (разность показателей содержания серы в нефти в пункте отправления и пункте назначения), %.

ТРИДЦАТЬ ЛЕТ БЕЗ ПОДВИЖЕК

В настоящее время многим компаниям сложно доказать обоснованность фиксированных цен договоров купли-продажи/поставки нефти, так как нет нормативов премий и дисконтов по качеству и нет требований к привязке к основополагающим котировкам. Независимым предприятиям при проведении проверок или экспертиз особенно сложно доказать, почему им приходится покупать нефть по завышенным ценам с премией для производителей, достигающей до 2 тыс. руб./т. относительно индекса экспорт-

ной альтернативы. Такие дифференциалы возникают из-за специфики распределения технологических грузопотоков и ограниченности выбора поставщиков нефтяного сырья в конкретный регион. Свою роль также играют растущая конкурентоспособность экспортных поставок на фоне осуществления налогового маневра, высокий спрос на сырье в отдельных регионах и отсутствие защищенности независимых НПЗ (учитывая особые требования к модернизации предприятий и к линейке выпускаемых нефтепродуктов).

По сути, указанный ценовой дифференциал учитывает баланс спроса и предложения нефти, реализуемой на внутреннем рынке России, технические возможности транспортировки и переработки сырья. Однако он не фиксируется в ценовых справочниках.

Обобщая вышесказанное, отмечу, что проблематика ценообразования на отечественном нефтяном рынке взаимосвязана, с одной стороны, с давлением на независимый сектор, а с другой стороны, с последующим обоснованием закупочных цен.

Практических нормативных изменений за последние 30 лет не наблюдается. Формульное ценообразование с привязкой к зарубежным котировкам является преобладающим на рынке.

В целях формирования российского бенчмарка Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа (СПбМТСБ) в конце ноября 2016 года запустила торги экспортным фьючерсом на нефть Urals. Однако формируемый индекс до сих пор не стал основополагающим для использования в контрактах на реализацию нефти. Продвижение такого амбициозного проекта возможно только при сочетании многих фактов: экономические и политические предпосылки, уровень мировой цены, отсутствие кризисных явлений в экономике.

По мнению автора, наиболее приемлемый период для запуска фьючерса на нефть Urals пришелся на 2012–2013 годы. Тогда, по оценке международных экспертов, было целесообразным включение сорта Urals в корзину Brent. Но затем, в 2014 году, произошел обвал нефтяных цен и началось санкционное давление на Россию.

ТРЕБУЕТСЯ ЕДИНАЯ СИСТЕМА

Формирование банка качества нефти в российских реалиях может быть эффективно в контексте создания национальных индикаторов в составе единой системы ценообразования на отечественном рынке нефти. Это обусловлено тем, что премии и дисконты по качеству напрямую взаимосвязаны с конечной стоимостью сырья (с учетом тарифов на транспортировку) в нашей территориально масштабной стране.

Предприятия-производители легкой, малосернистой нефти должны получать премии даже при условии длинного плеча транспортировки. А производители тяжелого, высокосернистого сырья не должны накапливать долги из-за неэффективной системы взаиморасчетов.

ПРИМЕР РЕГИОНАЛЬНОЙ ПРИВЯЗКИ БАЗИСОВ ПОСТАВКИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ (НПЗ И УЗЛОВ УЧЕТА ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ) К ЦЕНОВЫМ ИНДИКАТОРАМ, СФОРМИРОВАННЫМ ДЛЯ МАРКЕРНЫХ СОРТОВ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ

Перечень пунктов назначения, включенных в региональную группу	Применяемый ценовой индикатор маркерного сорта	Перечень пунктов отправления, включенных в региональную группу	Применяемый ценовой индикатор маркерного сорта
Региональная группа: Северный регион (Республика Коми)			
ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка	Urals (FOB Приморск)	Уса	Urals (FOB Приморск)
Ветлясян (налив на ж/д)		Ухта	
		Зеленоборск	
		Чикшино	
Региональная группа: Западная Сибирь			
Антипинский НПЗ	Среднее значение котировки Urals (FOB Новороссийск) и Urals (FOB Приморск)	Нижневартовск	Среднее значение котировки Urals (FOB Новороссийск) и Urals (FOB Приморск)
		Красноленинск	
		Покачи	
		Сургут	
		Самотлор	
Региональная группа: Восточная и Центральная Сибирь			
Газпромнефть-ОНПЗ	Среднее значение котировки Urals (FOB Новороссийск) и Urals (FOB Приморск)	Александровское	ВСТО (FOB Козьмино)
Ачинский НПЗ		Медведево	
Ангарская НХК		Лугинецкое	
Нефтехимсервис		Соболиное	
Анжерская нефтегазовая компания		Талакан	
Томскнефтегазпереработка		Дулисьма	
ВПК-Ойл			
Дитеко			
Мегет (налив на ж/д)			
Уяр (налив на ж/д)			
Региональная группа: Северо-Западный регион			
ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез	Среднее значение котировки Urals (FOB Новороссийск) и Urals (FOB Приморск)	Мишкино	Urals (FOB Приморск)
ТАИФ-НК		Малая Пурга	
ТАНЕКО		Киенгоп	
		Альметьевск	

Региональная группа: Урало-Сибирский регион			
Башнефтехим	Среднее значение котировки Urals (FOB Новороссийск) и Urals (FOB Приморск)	Чекмагуш	Среднее значение котировки Urals (FOB Новороссийск) и Urals (FOB Приморск)
Газпром нефтехим Салават		Калтасы	
Орскнефтеоргсинтез		Субханкулово	
		Языково	
Региональная группа: Поволжье			
Новокуйбышевский НПЗ	Среднее значение котировки Urals (FOB Новороссийск) и Urals (FOB Приморск)	Ефимовка	Urals (FOB Новороссийск)
Сызранский НПЗ		Покровка	Среднее значение котировки Urals (FOB Новороссийск) и Urals (FOB Приморск)
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка		Кротовка	
Саратовский НПЗ		Самара	
Куйбышевский НПЗ		Бавлы	
Региональная группа: Черноморский регион			
РН-Туапсинский НПЗ	Urals (FOB Новороссийск)	Крымская	Urals (FOB Новороссийск)
Новошахтинский ЗНП		Карская	
КНПЗ-КЭН		Хадыженская	
Афипский НПЗ		Псекупская	
Тихорецк (ж/д налив)		Смоленская	
Грушовая (ж/д налив)			
Региональная группа: Центральный регион			
КИНЕФ	Среднее значение котировки Urals (FOB Новороссийск) и Urals (FOB Приморск)		
Славнефть-ЯНОС			
ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез			
Рязанская НПК			
Московский НПЗ			

Источник: составлено автором

В этой связи хотелось бы подчеркнуть, что в отдельности ни система банка качества, ни расчеты за компаундирование, ни биржевая торговля нефтью не обеспечат формирование альтернативных индикаторов цен на российскую нефть. Для этого необходима единая система формирования национальных ценовых индикаторов, включающих биржевые и внебиржевые индексы (тендеры, спотовые поставки), индексы экспортной альтернативы, регрессию по качеству (премии/дисконты) и премии, учитывающие баланс спроса и предложения в тех или иных регионах.

Формирование и публикация индикаторов цен маркерных экспортных сортов российской нефти в национальной валюте позволит использовать их для расчета ставок экспортной пошлины, налога на добычу полезных ископаемых, определения соответствия цен, применен-

ных в сделках и в соглашениях о ценообразовании, для целей налогообложения.

Кроме того, публикация российских индикаторов обеспечит независимую объективную оценку отечественного сырья. Это позволит:

- ◆ устанавливать цены самим производителям, а не зарубежным агентам;
- ◆ развивать системы мониторинга цен на нефть;
- ◆ продвигать российские маркерные сорта нефти (в настоящее время не все индексы публикуются);
- ◆ обеспечить прозрачность расчетов индикаторов цен, требуемых для контролирующих органов РФ;
- ◆ создать возможность применения российских индикаторов цен на рынке стран-импортеров в рамках Таможенного союза, БРИКС, АТР. ❗



Глубоководный шельф как альтернатива сланцу

КОНСТАНТИН МИЛОВИДОВ

РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Вслед за падением цен на нефть в конце 2014 года инвестиции в глубоководное бурение резко сократились. Затраты на ГРП рухнули, количество новых проектов, получивших окончательное инвестиционное одобрение (FID), драматически снизилось и во многих районах добыча упала. Предпочтительными оказались краткосрочные проекты с относительно небольшими инвестициями. В частности, особенно привлекательными стали североамериканские сланцевые плеи.

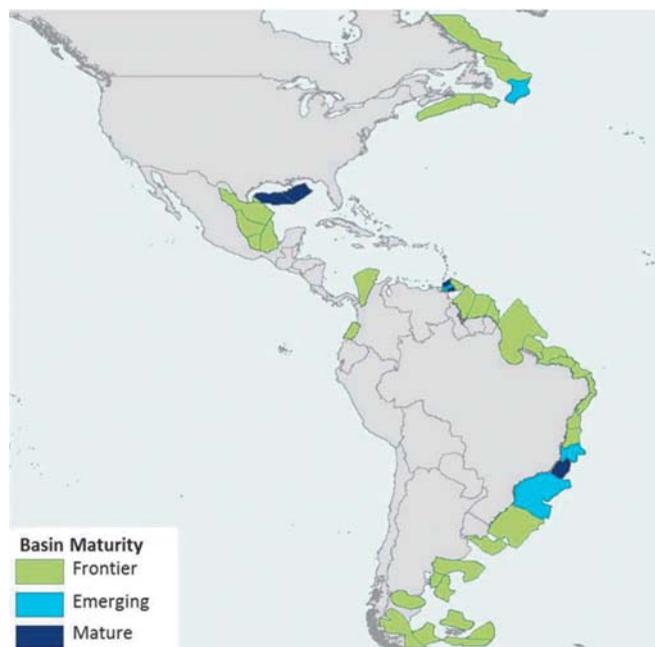
К 2017 году глубоководный сектор стал восстанавливаться, в особенности на американском континенте. В этом регионе на лицензирование были выставлены большие участки, увеличились инвестиции и стала расти добыча. Глубоководный сегмент продемонстрировал серьезную альтернативную инвестиционную динамику сланцевым месторождениям, разработка которых характеризуется циклическим характером. На сухопутных месторождениях в краткосрочные периоды флуктуаций цен продолжается добыча стабильными темпами с относительно небольшими операционными расходами.

ПЕРСПЕКТИВЫ ГРП

Достижение энергетической независимости стран американского континента возможно за счет интенсификации ГРП. Америка выглядит предпочтительным регионом вследствие привлекательной геологии и высоких перспектив нефтегазоносности. Здесь существует множество типов ресурсов различной степени

разведанности и освоенности, которые позволяют операторам использовать портфельный подход при проведении работ в данном регионе (см. «Нефтегазоносные бассейны Америки в зависимости от их зрелости»). Но опыт показывает, что высокая изменчивость в подходе отдельных стран к данному сектору приводит к широкой вариации в темпах и успешности проводимых работ.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАСЕЙНЫ АМЕРИКИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИХ ЗРЕЛОСТИ



Классификация бассейнов:

Пограничный (Frontier) – до получения первой продукции;

Развивающийся (Emerging) – от первой продукции до достижения 33%-го уровня извлечения доказанных запасов;

Зрелые (Mature) – при превышении 33%-го уровня извлечения доказанных запасов.

Источник: Wood Mackenzie

Некоторые государства Латинской Америки не имеют собственной или имеют слабо развитую добывающую отрасль. В одних странах добыча нефти растет, в других она падает. Для таких государств очень важно увеличить ресурсную базу нефтегазодобычи. Например, в Колумбии кратность запасов к добыче (R/P) составляет всего семь лет.

Наибольшие перспективы нефтегазозности часто связаны с удаленными и труднодоступными районами (frontier basins). Так, в Колумбии перспективные традиционные нефтегазозные районы приурочены к офшорным зонам Карибского бассейна, которые еще предстоит разведать. Этим странам необходимо привлечь новых инвесторов и операторов с новыми проектами, для чего правительствам следует создать конкурентоспособный фискальный режим с прозрачными и стабильными во времени правилами (см. «Обзор основных характеристик нефтегазозных бассейнов Америки»).

Морская нефтяная индустрия во многих странах данного региона (таких как Колумбия, Гайана и Аргентина) находится в зачаточном состоянии. Но они располагают высокоперспективными нефтегазозными бассейнами. В то же время этим странам присущи разнообразные риски, включая горно-геологические (наличие и фазовое состояние УВ, доступность и продуктивность залежей),

отсутствие инфраструктуры для освоения офшорных бассейнов, прерывный характер доступа для инвесторов, социальная напряженность. Перечисленные риски могут сделать страну с пограничным офшорным потенциалом УВ менее привлекательной для инвестиций по сравнению с государствами с развитой нефтедобычей, такими как Бразилия, Мексика или США (см. «Офшорная индустрия в глубоководных бассейнах Америки»).

ДОСТУП К ЛИЦЕНЗИОННЫМ УЧАСТКАМ

Для привлечения инвестиций страны Америки должны конкурировать на глобальной основе. Первый шаг в деле привлечения и удержания компаний-инвесторов – обеспечение доступа к перспективным участкам для квалифицированных и ответственных операторов. Никакая выгода (включая экономическую и социальную) от обладания ресурсами не может быть получена без соблюдения этого условия.

Продуманная система доступа к недрам формирует положительные обратные связи. То есть инвестиции компаний приводят к созданию инфраструктуры, технологических центров, появлению квалифицированной рабочей силы и в итоге к экономическому росту. Причем эти выгоды носят кумулятивный характер. Извлекая

ОБЗОР ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ АМЕРИКИ

Страна	Глубоководный бассейн/регион	Геологическая зрелость	Оставшиеся, ресурсы, млрд барр н.э.	Доступ к лицензионным объектам (аукционные раунды)	Кол-во пробуренных поисковых скважин	Категории участников	Добыча в 2018 г., тыс. барр/сут	Тренд в добыче	Добыча газа в 2018 г., млрд ф ³ /сут.
Канада	East Coast Canada	Frontier	0,3	Почти ежегодно	56	Мейджоры, IOCs*, NOCs**	0	Первая добыча ожидается в 2020-е годы	Нет
США	Gulf of Mexico	Mature, Emerging & Frontier	14,3	Ежегодно	1 326	Мейджоры, малые независимые компании	1,600	Рост до 2020 г., затем падение	1,8
Mexico	Gulf of Mexico	Frontier	1,6	Недавние аукционные торги; будущий доступ не определен	72	Мейджоры, IOCs, NOCs, независимые компании	0	Ожидается рост по мере ввода площадей в поисковое бурение	Нет
Тринидад и Тобаго	Caribbean Basins	Frontier	0,4	Нерегулярно	22	Мейджоры, IOCs	0	Нет данных	Открытые неразработанные
Колумбия	Caribbean Basin	Frontier	0,9	Нерегулярно	9	NOC	0	Нет данных	Открытые неразработанные
Гайана	Guyana Basin	Frontier	5	Прямые переговоры	13	Мейджоры, IOCs	0	Первая добыча ожидается в 2020-е годы с быстрым ростом	Открытые неразработанные
Суринам	Guyana Basin	Frontier	0	Прямые переговоры	12	Мейджоры, IOCs	0	Нет данных	Нет
Бразилия	Equatorial Margin, Sergipe-Alagoas, Espirito Santo, Campos, Santos	Mature, Emerging & Frontier	43,8	Частые раунды в 2000–2008 гг. Отсутствие раундов в 2009–2012 гг. Частые раунды в 2015–2016 гг.	495	NOC, Мейджоры, IOCs, бразильские компании, E&Ps	2,645	Быстрый рост	1,6

* IOCs – International Oil Companies (Международные нефтяные компании)

** NOCs – National Oil Companies (Национальные нефтяные компании)

Источник: Wood Mackenzie

углеводородные ресурсы, компании одновременно продолжают поиски в глубоководных зонах и используют преимущества от созданной цепочки поставок для сокращения затрат. Следовательно, регулярный доступ к новым лицензионным участкам задает темпы офшорных поисковых работ и позволяет компаниям осуществлять крупные инвестиции.

Для стран американского континента характерны различные подходы к обеспечению доступа к высокоперспективным глубоководным ЛУ. В американском секторе Мексиканского залива и в Канаде в течение длительных периодов проводились регулярные тендеры и лицензионные раунды. Благодаря этому сформировались более зре-

лая инфраструктура и цепочки поставок, был достигнут высокий уровень технологического развития. В результате принимающие страны смогли генерировать значительный объем прибыли (см. «Доходы США от освоения американской зоны Мексиканского залива»).

Недавние тендеры, проведенные для участков в надсолевых отложениях на шельфе Бразилии (2017–2018) и в Мексике (2015–2018), привели к значительному увеличению инвестиций в нефтегазовый сектор Латинской Америки. Проблемным остается доступ к новым ЛУ на части территорий США, во Французской Гвиане и в Венесуэле. Это обусловлено геополитическими факторами или проблемами охраны окружающей среды. Вместе

ОФШОРНАЯ ИНДУСТРИЯ В ГЛУБОКОВОДНЫХ БАССЕЙНАХ АМЕРИКИ

Страна	Ожидаемые CAPEX глубоководных проектов, \$млрд	Прогноз освоения	Темпы разработки	Глубоководная инфраструктура	Фискальный режим	Квалифицированный персонал. Наличие рабочей силы	Возможности регулирующих органов	Цепочка поставок	Технологии
Канада	6,9	Первый FID завершен; необходимы новые открытия для увеличения ресурсной базы	Медленные из-за сложной природной обстановки	Нет	Налог – роялти	Имеется	Действуют эффективно	Есть хабы	Могут использовать опыт Норвегии в освоении глубоководных зон в сложной природной среде
США	340,3	Масштабные разработки	Высокие темпы, но некоторые плеи требуют новых 20 ksi-технологий	Экстенсивно развита	Налог – роялти	Имеется	Действуют эффективно	Есть хабы	Разработаны для бассейна
Мексика	85,4	Масштабные разработки	Высокие	Нет	Комбинированные	Имеется	Действуют эффективно	Необходимо создать	В основном региональные
Тринидад и Тобаго	0,5	Необходимость в новых открытиях для дальнейшего продвижения	Нет данных	Нет	Комбинированные	Имеется	Действуют эффективно	Есть хабы	В основном импортируется из региона
Колумбия	0	Необходимость в новых открытиях для дальнейшего продвижения	Нет данных	Нет	Налог – роялти	Требуется	Развивается	Необходимо создать	Могут использовать из региона
Гайана	32,9	Масштабные разработки ввиду быстрого развития FPSO	Высокие	Нет	СРП	Требуется	Развивается	Необходимо создать	Могут использовать из региона

Источник: OTC-29675-MS Coming to Americas

с тем некоторые страны, которые ранее воздерживались от тендеров на ЛУ в офшорных зонах, в настоящее время приступили к их активному проведению (Аргентина, Гватемала и Барбадос).

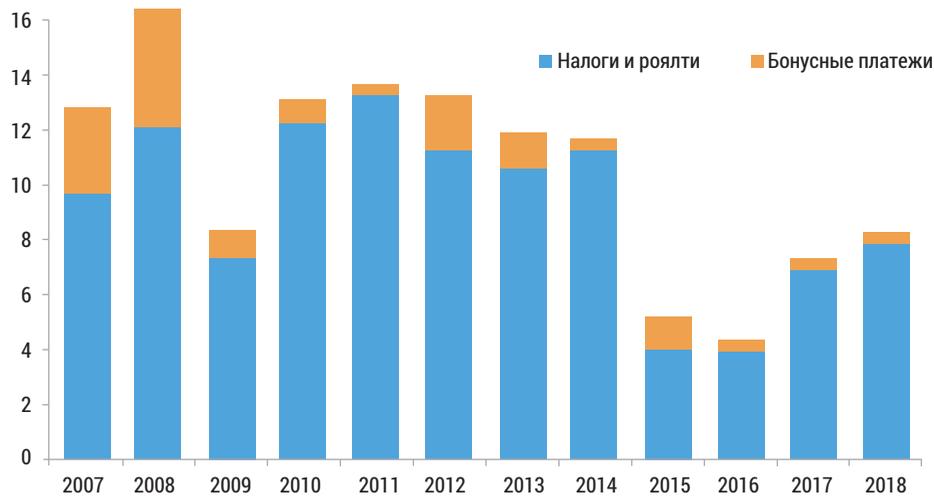
Большинство стран американского континента, в отличие от других регионов, используют лицензионно-тендерную модель доступа к ЛУ. Преимущество этой модели для всех участников – предсказуемый график предложения ЛУ, который облегчает планирование ресурсов, обеспечивает прозрачность процесса заключения контрактов и увеличивает конкуренцию за счет более широкого участия компаний. В результате генерируются бонусы, сопоставимые с рыночной стоимостью активов.

По оценке бразильского регулятора ANP, отсрочка в проведении лицензионных раундов в период 2008–2017 годов обернулась для государства упущенной прибылью в размере \$350 млрд в виде неполученных роялти, бонусов, налогов на прибыль и т.д. Приостановка тендеров на участки надсолевых отложений на шельфе Бразилии привела также к резкому сокращению объемов бурения поисковых и эксплуатационных скважин. Однако добыча из надсолевых отложений сильно выросла, поскольку она базировалась на активах, которые уже были законтрактованы ко времени приостановки тендеров.

Аналогичная ситуация наблюдается в мексиканском секторе Мексиканского залива. С декабря 2013 года Мексика

ДОХОДЫ США ОТ ОСВОЕНИЯ АМЕРИКАНСКОЙ ЗОНЫ МЕКСИКАНСКОГО ЗАЛИВА

\$ млрд в номинальном выражении



Источник: Wood Mackenzie

вновь открыла свой нефтегазовый сектор для международных инвестиций. Правительство и регулирующие органы проявили высокую активность и прагматизм при проведении этой реформы. В результате масштабы и скорость открытия новых нефтегазовых структур оказались беспрецедентными.

ЭФФЕКТИВНАЯ ФИСКАЛЬНАЯ СИСТЕМА

Государство может способствовать стабильности и устойчивости бизнеса, обеспечивая высокую степень определенности контрактных и фискальных условий.

Примером страны, где реализована эта концепция, может служить Бразилия. Там установлены четкие параметры аукционов, главных из которых – доля прибыльной нефти государства. При этом данная доля варьирует в зависимости от рыночных цен на нефть и темпов добычи. То есть государство получает более высокую долю доходов при высоких ценах и продуктивности и более низкую – при более низких ценах и меньшей продуктивности. Для ряда соглашений действует также скользящая шкала роялти.

Размеры бонуса в ходе аукциона зависят от таких параметров, как степень геологического риска, величина запасов, ожидаемые затраты, а также от рыночной конъюнктуры. Преимущество бонуса заключается в том, что он обеспечивает государству ранние платежи за ресурсы, которые не зависят от успешности ГРП. Так, в результате концессионных раундов, проведенных недавно в Бразилии и включавших надсолевые блоки, размер бонусов, выплачиваемых компаниями, превысил \$3,5 млрд.

Как показано в исследовании Wood Mackenzie (Brazil in focus 08 Mar 2018), при ценах \$65–75/барр, при условии исключительно высокой продуктивности скважин, низких затратах и в случае открытии месторождений с запаса-

ми более 1 млрд барр уровень рентабельности проектов на бразильском шельфе может достигнуть 15%.

Гайана дает другой пример фискальных условий, создающих огромную стоимость для страны и для компаний. Так, прибыль для государства от реализации проекта по разработке одного только месторождения Liza может составить \$95 млрд (в реальных ценах 2019 года, оценка Wood Mackenzie). При грамотном управлении прибылями страна может сократить свой дефицит и обеспечить ресурсы для инвестиций в инфраструктуру и социальное развитие.

Одним из зрелых бассейнов, где фискальные условия не были адаптированы к более низким ценам на нефть, стал американский сектор Мексиканского залива. Там в 2006–2007 годах размер роялти вырос на 50%, и с того времени деятельность по предоставлению в пользование новых участков существенно сократилась.

СТРУКТУРА РЕГУЛИРОВАНИЯ

В тех случаях, когда государство создает ясную и действующую на практике структуру правового администрирования нефтегазовых проектов, компании могут работать с оптимальной скоростью, непрерывно сокращая интервал времени между открытием месторождений и получением первой нефти. Тем самым ускоряется коммерциализация углеводородных ресурсов страны.

Офшорная зона Канады (Ньюфаундленд и Лабрадор) – один из примеров того, как несовершенство регулятивного процесса может приводить к увеличению затрат и неэффективной реализации инвестиций в проекты. Это может снижать прибыли для обеих сторон – владельцев запасов и нефтяных компаний.

В Канаде наблюдается регуляторное «эшелонирование» и дублирование – на региональном и федеральном уровнях. Действует требование по использованию местных

производственных и трудовых ресурсов (local content), что затрудняет работу инвесторов. Периодически создаются новые управляющие органы (агентства) и разрабатываются новые стратегии. Каждая из них в отдельности, может быть, имеет содержательный смысл, но вместе они вносят элемент неэффективности в отрасль.

В Мексике, как уже отмечалось, в 2013 году был положен конец 75-летней государственной монополии на освоение нефтегазовых ресурсов страны. Это означает возможность привлечения частного капитала для развития национальной энергетики, максимизацию нефтегазовых доходов и ускорение экономического развития.

Освоение глубоководного сектора Мексики обеспечивает многочисленные выгоды для общества. Помимо добычи энергоресурсов, создаются новые рабочие места и цепочки поставок, генерируются налоговые доходы, интенсифицируются инновации, растет квалификация работников. Только в 2015 году федеральный бюджет Мексики получил за счет реализации офшорных проектов \$5 млрд. При этом Мексиканский залив обеспечил 53% суммарной величины роялти.

Учитывая сложность, масштабы и высокую стоимость глубоководных проектов, к их реализации часто привлекают широкий состав участников. Опыт показывает, что каждый из них – от небольших компаний до мейджоров – может предложить ценные технологические и операционные компетенции. Таким образом, возникает множество идей, походов и, следовательно, появляется больше альтернатив для оценки и выбора. Без взаимовыгодного партнерства между национальными и международными компаниями многие проекты никогда не были бы реализованы. Объединение усилий позволяет мобилизовать более значительные инвестиции, ускорить процесс инвестирования и разработки месторождения.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ

При освоении нефтегазоносных бассейнов на шельфе американского континента было зафиксировано большое число технологических достижений и совершен ряд прорывов в геологическом изучении залежей этого крайне разнообразного по своим характеристикам региона. Однако представим лишь сводную информацию об эволюции сейсмических методов поисков и разведки, которые сыграли ключевую роль в успешных открытиях в рассматриваемом регионе.

Результаты сейсмки оказались впечатляющими. Так, запасы открытых месторождений в Восточной Канаде, Мексиканском заливе, экваториальной и атлантической краевых зонах превысили 100 млрд барр н.э. Но несмотря на быстрый технологический прогресс, остается нерешенным ряд проблем:

- ◆ эффективное проведение операций в зонах с аномально высокими температурами и давлением;
- ◆ оптимизация методов заканчивания скважин;
- ◆ увеличение протяженности скважин методом tie-back;
- ◆ совершенствование подводных методов увеличения нефтеотдачи и т.д.

СОКРАЩЕНИЕ ЗАТРАТ

В условиях низких цен на нефть залогом успешной конкуренции является сокращение затрат на ГРП и разработку месторождений и поддержание их на низком уровне. На протяжении нескольких последних лет компании преуспели в изменении структуры затрат на глубоководную добычу. Наиболее успешными оказались те из них, кто сумел институционализировать затраты и повысить операционную эффективность. Недропользователи, работающие в нефтегазоносных бассейнах Америки, успешно провели реструктуризацию затрат с учетом разнообразия типов компаний, технологической культуры, инноваций и цепочек поставок.

Суммарные инвестиции в глубоководный сектор в период высоких цен на нефть (2006–2013 годы) увеличились с \$16 млрд до \$70 млрд в год. Добыча более чем удвоилась, достигнув 6 млн барр/сут., или 7% от мирового производства нефти.

В зоне Мексиканского залива, принадлежащей США, уровень безубыточности новых проектов с использованием плавучих платформ в 2012–2013 годах составлял в среднем \$70/барр при ценах нефти \$100/барр. По оценкам специалистов, такой высокий показатель был обусловлен увеличением капитальных затрат на бурение, на оплату руда, на оплату услуг поставщиков, а также неэффективностью проектирования и операционного управления.

В исследовании компании KBR/Granherne показано, что уровень безубыточности к 2017 году снизился более чем на треть – с \$70 до \$40–50/барр. Данная сумма включает совокупные затраты, необходимые для разработки новых месторождений и поддержания добычи за весь срок освоения активов в расчете на баррель. Она также включает CAPEX, OPEX, долю доходов государства (роялти и корпоративный налог) и 10%-ный уровень доходности на вложенные инвестиции. Анализ уровня безубыточности часто используется для оценки жизнеспособности проектов разработки в сравнении с ожидаемыми ценами на нефть (см. «Изменение уровня безубыточности при разработке глубоководных месторождений»).

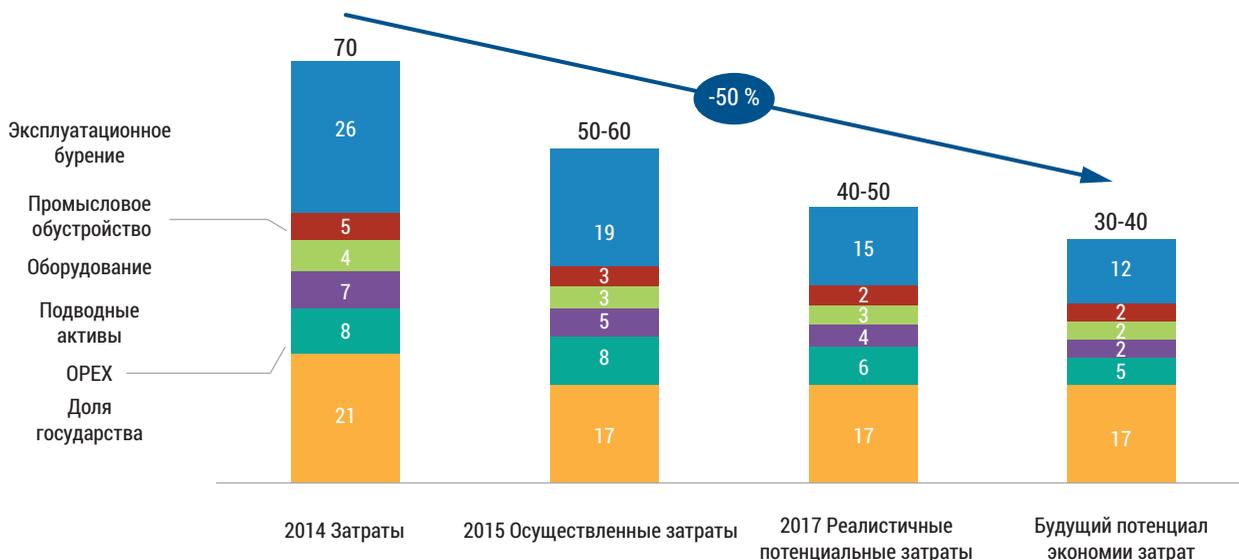
Снижение уровня безубыточности происходит, в частности, за счет сокращения суточных тарифов на бурение, уменьшения маржи в цепочке поставок и падения цен на сталь. С 2015 года дополнительное уменьшение затрат было достигнуто благодаря упрощению операций проектирования, управления спросом и стандартизации.

В 2018 году компании смогли снизить уровень безубыточности за счет:

- ◆ стандартизации и упрощения операций;
- ◆ повторного использования уже имеющейся инфраструктуры;
- ◆ внедрения цифровых технологий;
- ◆ сотрудничества между поставщиками;
- ◆ партнерства между операторами и использования капиталов сторонних инвесторов для строительства инфраструктуры;
- ◆ изменений внутренних процессов в компаниях, позволяющих инкорпорировать местные или региональные

ИЗМЕНЕНИЕ УРОВНЯ БЕЗУБЫТОЧНОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГЛУБОКОВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

\$/barr



Источник: Granherne/KBR

стандарты, поддерживая неизменный уровень технической надежности;

◆ роста производительности.

Благодаря использованию перечисленных выше стратегий и жесткой финансовой дисциплине, к настоящему времени в зоне Мексиканского залива, принадлежащей США, уровень безубыточности снизился до \$30–40/барр. Аналогичная динамика наблюдается в других ключевых нефтегазоносных бассейнах американского континента, таких как шельф Гайаны и Бразилии. Это делает отдельные глубоководные проекты высококонкурентными по сравнению с инвестициями в разработку месторождений сланцевой нефти.

Ускорение геологоразведочных работ, процессов оценки и разработки месторождений также критически важно для повышения доходности инвестиций в освоение глубоководного шельфа. Анализ недавних открытий показывает, что операторы сокращают временной лаг между открытием и вводом объекта в разработку (см. «Средне-взвешенная величина временного лага...»).

Месторождение Liza (оператор ExxonMobil) в Гайане и Delta House (LLOG) в зоне США Мексиканского залива – два характерных примера такого сжатия временного лага в глубоководном секторе Америки.

Сокращению издержек способствует также внедрение новых технологий, однако требуются дополнительные затраты для их разработки. Поэтому процесс выбора и одобрения новых технологий должен быть максимально эффективным и прозрачным.

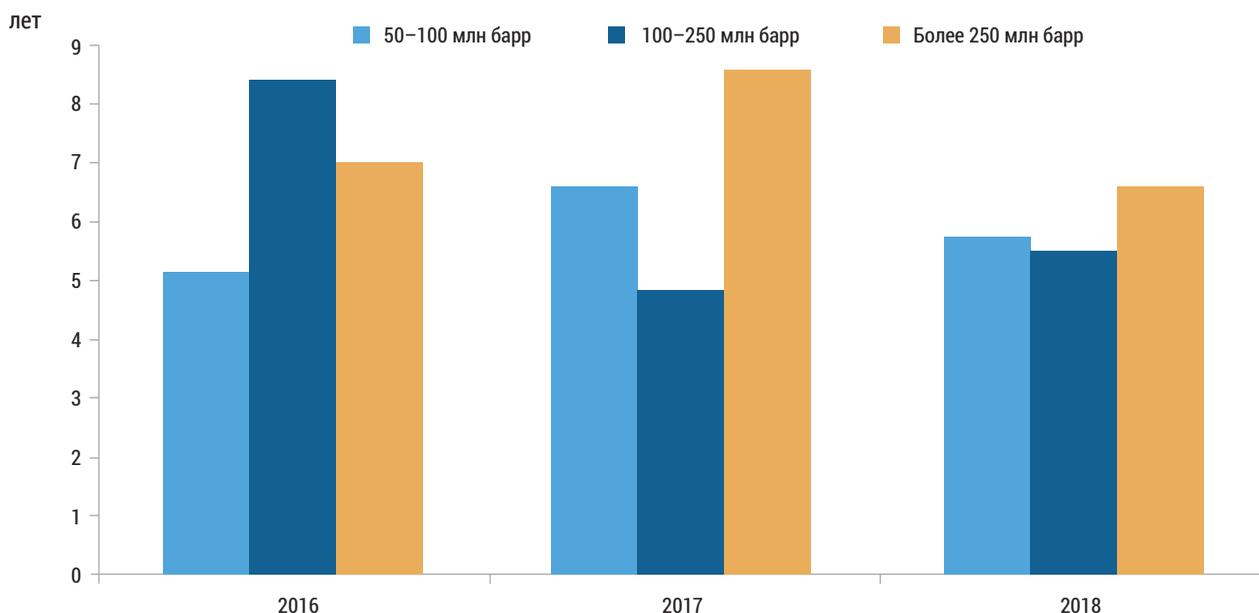
Быстрое технологическое развитие создает новые возможности в нескольких областях. Три из них особенно важны:

- ◆ цифровизация рабочих процессов. Цифровизация увеличивает доходы операторов за счет использования аналитических данных с целью увеличения вероятности открытия месторождения, повышения нефтеотдачи. Одновременно цифровизация сокращает базовые затраты путем упрощения рабочих процессов;
- ◆ продвинутая аналитика. Благодаря аналитике данных и машинному обучению можно получить более полное представление о производственных процессах и состоянии активов;
- ◆ роботизация и удаленный контроль физических и механических процессов. Автоматизация бурения, использование дронов для инспекционных целей – это лишь некоторые примеры цифровых решений, которые увеличивают надежность проектов, повышают их стоимость, способствуют сокращению выбросов углерода в атмосферу. И хотя цифровизация имеет глобальный характер, потенциальный выигрыш от ее успешного использования именно в глубоководных зонах Америки очень велик, учитывая гигантские размеры месторождений и перспективных площадей в этом регионе.

КОНТРАКТЫ НОВОГО ТИПА

Операторы, сталкивающиеся с высокой неопределенностью, усилили внимание к инвестированию в крупные проекты с долгосрочным жизненным циклом. Если удастся и далее снижать уровень безубыточности по глубоководным проектам, то они смогут конкурировать с разработкой нетрадиционных (сланцевых) активов с краткосрочным циклом.

СРЕДНЕВЗВЕШЕННАЯ ВЕЛИЧИНА ВРЕМЕННОГО ЛАГА ОТ ОТКРЫТИЯ ДО НАЧАЛА ДОБЫЧИ*



* Для месторождений, открытых в 2016–2018 гг.

Источник: Wood Mackenzie

Еще один способ сокращения издержек – заключение новых типов контрактов с поставщиками и субподрядчиками. Прежде компании, особенно мейджоры, широко использовали комплексные контракты, включающие инжиниринг, снабжение и строительство (Engineering, procurement and construction – EPC). Теперь же некоторые операторы применяют стандартизированное оборудование в соответствии с соглашениями, заключаемыми с его продавцами. Тем самым сокращаются затраты и продолжительность проектного цикла.

Создается также большее количество совместных предприятий и происходит множество слияний в сфере нефтегазового сервиса (яркий пример – FMC-Technip). Данные тренды являются одним из ключевых драйверов снижения уровня безубыточности в секторе США Мексиканского залива до средней величины \$35/барр.

Операторы также взаимодействуют с поставщиками с целью совершенствования соглашений. Например, поставщик может согласиться зафиксировать цены на будущие поставки оборудования, а оператор может дать согласие использовать исключительно оборудование данного поставщика на последующих фазах реализации проекта. Этот тип соглашений помогает защитить операторов от возможного ухудшения экономической конъюнктуры.

Еще одним рычагом увеличения прибыльности глубоководных проектов для государства и компаний является коммерциализация газовых ресурсов.

ВОЗМОЖНОСТИ И РИСКИ

В заключение подчеркнем значимость рассматриваемого вопроса и имеющиеся возможности. Выход на аме-

риканский континент сулит инвесторам существенные доходы. Здесь во многих регионах уже отлажены цепочки поставок, имеются квалифицированные трудовые ресурсы. В зрелых нефтегазовых бассейнах пройдена стадия формирования кривых обучения, что может быть использовано в менее зрелых бассейнах. Основные компании-недропользователи, действующие в регионе, имеют большой опыт ведения бизнеса. При этом их состав довольно разнообразен: геологоразведочные предприятия, независимые добывающие компании, мейджоры.

Фискальный режим в регионе варьирует в зависимости от зрелости и перспективности бассейнов, но в целом сопоставим с фискальными системами в других нефтедобывающих регионах мира. Затраты на разработку в настоящее время удерживаются на приемлемом уровне, а структурные изменения в цепочках поставок, произошедшие с 2014 года, позволяют оценивать их как вполне конкурентоспособные.

Ресурсный национализм и гегемония ННК в странах Центральной и Южной Америки на протяжении последних лет постепенно затухали. В настоящее время бизнес-среда здесь благоприятна для сотрудничества.

Однако остаются и немалые проблемы, связанные с освоением глубоководных зон Америки. Регуляторный процесс в некоторых областях является чрезмерным – нередко он приводит даже к остановке деятельности компаний. Требования к развитию местных производительных сил (local content) вполне понятны, но могут приводить к росту затрат. В некоторых районах из-за негибкости фискального режима инвесторы не чувствуют себя защищенными от рисков колебания нефтяных котировок на мировом рынке. 



Сланцевая точка

Добыча сланцевых углеводородов в Европе закончилась, так и не начавшись

АЛЕКСАНДР ФРОЛОВ

Заместитель генерального директора Института национальной энергетики

В начале ноября текущего года правительство Великобритании ввело запрет на использование метода гидроразрыва пласта (ГРП) на территории страны. Это событие подвело итог десятилетия бесславной истории европейского сланцевого газа.

В мае 2010 года глава американской компании Chesapeake Energy Обри Макклэндон заявил следующее: «Это открытие изменит ход мировой истории, поскольку позволит освободить экономику не только от выбросов углеводородов, но и от влияния ОПЕК». Говорил он это про сланцевый газ и эффективные методы его добычи. Chesapeake Energy в этой области была отнюдь не случайной компанией. На тот момент она являлась вторым по величине производителем «голубого топлива» в США и лидером добычи сланцевого газа.

И действительно, ход истории несколько изменился. Но вовсе не так, как предполагал глава Chesapeake Energy,

а с ним и многие зарубежные и российские исследователи в начале текущего десятилетия.

В 2000-х годах Соединенным Штатам пророчили роль одного из крупнейших импортеров сжиженного природного газа (СПГ). Добыча газа в США, которая немного подросла в 1990-х годах, в первой половине 2000-х начала снижаться и достигла дна в 2005 году (511,1 млрд м³, по данным ВР). При этом спрос на «голубое топливо» в этой стране оставался весьма высоким. Предполагалось, что Канада – самый очевидный из внешних поставщиков – не смогла бы удовлетворить потребности Штатов, поэтому им необходимо было заранее построить терминалы для приема СПГ.

Ряд мировых производителей «голубого топлива» оценили открывающиеся на американском рынке перспективы и приготовились увеличить производство сжиженного природного газа. Наша страна также была среди этих поставщиков: на рынок США был рассчитан проект освоения Штокмановского месторождения. К счастью, «Газпром» вовремя сориентировался и отложил реализацию проекта, не успев вложить в него значительные суммы.

Это открытие изменит ход мировой истории, поскольку позволит освободить экономику не только от выбросов углеводородов, но и от влияния ОПЕК

Куда бóльшую ставку на США сделал Катар. По данным ВР, в 2007–2010 годах эта страна нарастила добычу газа с 65,4 млрд м³ до 123,9 млрд м³. Миллиарды долларов были вложены в СПГ-заводы. Но к моменту их запуска стало ясно, что прогнозы авторитетных мировых агентств ошиблись – Штатам не нужно было столько сжиженного природного газа. Собственная добыча в Америке стала расти – до 575,2 млрд м³ в 2010 году (по данным ВР). Виновником произошедшего стал сланцевый газ. А перед Катаром возникла проблема – или закрывать заводы, или срочно искать нового покупателя. При этом ситуацию усложняли низкие цены на энергоносители.

В 2008 году бушевал мировой кризис – цены на нефть всего за шесть месяцев рухнули со \$135 до \$43,5/барр. Вслед за нефтью подешевел и газ. На этом, мягко скажем, не самом оптимистичном фоне катарский СПГ направился в Европу.

Европейцы также были несколько дезориентированы прогнозами и бытовавшим мнением, что ЕС – это рынок покупателя, за который будут драться мировые производители газа. Важно, что к концу прошлого десятилетия у Евросоюза уже были СПГ-терминалы и он был готов покупать дешевый катарский газ. Возник кратковременный переизбыток предложения, который привел к дальнейшему снижению цен. Европейские чиновники и многие эксперты как в ЕС, так и в России интерпретировали происходящее как долгосрочный тренд. Наиболее смелые в своих оценках специалисты даже предлагали срочно продать «Газпром», пока он «еще что-то стоит».

Главной виновницей происходящего была названа американская сланцевая революция. И это было правдой. Но в оценке дальнейшего развития событий большинство еврочиновников и экспертов ошиблись.

СЛАНЦЕВАЯ ЛИХОРАДКА ПРОТИВ СЛАНЦЕВОЙ РЕВОЛЮЦИИ

Уже к началу 2010 года возникло несколько основных прогнозов, которые касались как европейского рынка,

так и поставок газа из России. Во-первых, предполагалось, что «Газпром» вытеснит с европейского рынка более динамичные и эффективные производители СПГ. Во-вторых, страны Европы сами начнут добывать сланцевый газ, которого в регионе неисчислимы триллионы кубических метров.

Однако суровая реальность взялась за дело довольно быстро. В 2010 году поставщики СПГ начали уходить в Азию. Этот регион привлекал их высокими ценами, растущим спросом и долгосрочными контрактами. На сегодняшний день АТР потребляет порядка 75% всего сжиженного природного газа в мире. Любая из стран первой тройки (Китай, Япония, Южная Корея) потребляет СПГ больше, чем весь Евросоюз.

И сланцевая революция начала давать сбои. В США газодобыча, наполненная дешевыми кредитами и различными льготами, привлекла массу компаний. К счастью для всех, глобального рынка газа не существует, иначе новый кризис ударил бы не в 2014-м, а в 2012-м или даже 2011 году. В 2012 году добыча «голубого топлива» в США немного снизилась. Собственно, произошла достаточно ожидаемая вещь: сланцевая революция привела к сланцевой лихорадке, а та – к кризису перепроизводства.

Цены на газ снизились в разы, и для многих компаний наступили тяжелые времена. Если в 2008 году «голубое топливо» на Henry Hub стоило \$8,85/МБТЕ, то в 2011-м этот показатель снизился до \$4, а в 2012-м – до \$2,76. На этот год пришелся пик кризиса газодобычи. В некоторых регионах затраты на извлечение 1 м³ оказывались выше его оптовой цены.

Добыча газа в США, которая немного подросла в 1990-х, в первой половине 2000-х начала снижаться и достигла дна в 2005 году (511,1 млрд м³, по данным ВР)

Еще какое-то время американский нефтегаз сохранял видимость спокойствия, так как на помощь сланцевому газу пришла сланцевая нефть. Мировые цены на «черное золото» как раз выросли, и стало рентабельным извлекать жидкие сланцевые углеводороды. Газ пошел как популярный продукт при нефтедобыче. Многим компаниям хватало не только на поддержание штанов, но и на демонстрацию неплохой чистой прибыли.

Но и здесь сыграла злую шутку сланцевая лихорадка с ее неумной тягой к наращиванию добычи. В 2014 году грянул мировой кризис на рынке углеводородов, в ходе которого в Штатах обанкротилось около 150 нефтегазовых предприятий.

Существуют специалисты, которые упорно твердят, что все предостережения об опасности «сланцевой лихорадки», звучавшие до 2014 года, – это вздор и никакого кризиса не было, так как сланцевая добыча не только

не остановилась, но и развивается с новой силой. Они, по всей видимости, полагают, что после кризиса доткомов исчез интернет-бизнес, а после кризиса на рынке недвижимости в США прекратили строить дома. Поспешим развеять пелену невежества: бизнес в интернете продолжает развиваться и его масштабы значительно превосходят докризисные, а дома в Штатах успешно строят и продаются до сих пор. Так и сланцевая добыча – пережила кризис и продолжила развитие.

Однако сегодня даже западные эксперты отмечают опасность нового кризиса в этом сегменте нефтегазовой отрасли. Тем более что количество банкротств среди сланцевиков вновь начало стремительно расти. Впрочем, даже после нового кризиса добыча сланцевого газа и сланцевой нефти не прекратится. Она просто войдет в разумные рамки.

ЗОЛОТОЕ ВРЕМЯ СЛАНЦА

Но вернемся на несколько лет назад и перенесемся через Атлантический океан в Европу. На дворе 2009 год. Успехи США в области добычи сланцевого газа вызывают закономерные ожидания – вот-вот и Европа начнет осваивать свои нетрадиционные запасы «голубого топлива». Робкие голоса, которые замечали, что эти ожидания не более чем пиар, встречались чуть ли что не смехом. И действительно, ну какой пиар, если серьезные политики из серьезных государств с серьезными лицами озвучивают серьезные данные американского Министерства энергетики о серьезных запасах сланцевого газа в их странах!

Ряд мировых производителей «голубого топлива» оценили открывающиеся на американском рынке перспективы и приготовились увеличить производство сжиженного природного газа

Но реальный экспорт сланцевой революции в Европу не задался. Некоторые страны ввели ограничительные меры, которые фактически ставили крест на возможности даже разведки на сланцевый газ. Напомним, что добыча этого энергоресурса базируется на двух технологиях: на гидроразрыве пласта и на горизонтально направленном бурении. К примеру, Франция категорически запретила проводить ГРП на своей территории. Достаточно осторожно к вопросу подошла Германия – проводила эксперименты, но не делала громких заявлений.

Зато Восточная Европа была менее осмотрительна. Считалось, что коммерческие запасы сланцевого газа в этом регионе крайне велики. Ими даже заинтересовались такие компании, как ConocoPhillips, Shell и Chevron, а также небольшие нефтегазовые фирмы.

Главной газовой житницей всей Европы была авансом назначена Польша. В 2011 году польские экспер-

ты заявили, что запасов сланцевого газа их стране хватит на ближайшие 100–300 лет. Им поддакнуло US Energy Information Administration, увеличив этот срок до 400 лет. Занимавший на тот момент пост премьер-министра Польши Дональд Туск пообещал, что добыча начнется в 2014 году.

Всех противников бурения на сланцы, которые обнаруживались в Евросоюзе, польские политики и журналисты смело называли купленными «Газпромом». Дошло до того, что в какой-то момент директору местного отделения Greenpeace пришлось опровергать свои связи с российским концерном.

В 2008 году бушевал мировой кризис – цены на нефть всего за шесть месяцев рухнули со \$135 до \$43,5/барр. Вслед за нефтью подешевел и газ. На этом, мягко скажем, не самом оптимистичном фоне катарский СПГ направился в Европу

Несколько компаний начали активную геологоразведку на сланцевый газ. Одной из наиболее активных оказалась ExxonMobil, которая неожиданно для поляков в феврале 2012 года объявила, что ее геологоразведочные работы не подтвердили наличие достаточных запасов для коммерческой добычи. Далее компания осторожно предположила, что производство сланцевого газа в Европе начнется через пять лет, но не в Польше, а в Германии. Как показала практика, и этот прогноз был ошибочным.

Пессимизм ExxonMobil не помешал Международному энергетическому агентству (МЭА) заявить о потенциальных запасах сланцевого газа в Польше в размере 5,3 трлн м³. С этой оценкой МЭА поторопилось, так как уже весной 2012 года польские геологи объявили о результатах собственных изысканий. «Сланцевый потенциал» своей страны они оценили в пределах 346–768 млрд м³ газа. И речь не об извлекаемых объемах. Польские политики явно расстроились, но не потеряли оптимизм, заявив о необходимости уточнить доступные объемы сланцевого газа к 2019 году. А потом они начали строить СПГ-терминал, и Польше стало не до сланцевого газа. Тем более что все иностранные игроки прекратили геологоразведку в этой стране.

ЗАВЕТНЫЕ 5 ТРЛН

Но раз Польша не смогла стать «новой Норвегией», то свой забор по сланцевым граблям решила устроить Украина. В результате здесь были «найжены» заветные 5 трлн м³ сланцевого газа, притом на одной только Юзовской площади. Низкая геологическая изученность

позволяла делать самые смелые предположения. Так, тогдашнее руководство страны объявило, что добыча сланцевого газа начнется в 2015 году, а извлечение 1 тыс. м³ будет обходиться в \$120–130. На фоне актуальных в то время цен это звучало весьма заманчиво. Впрочем, к моменту предполагаемого начала добычи все заинтересованные компании покинули сланцевые проекты.

К концу прошлого десятилетия у Евросоюза уже были СПГ-терминалы, и он был готов покупать дешевый катарский газ. Возник кратковременный переизбыток предложения, который привел к дальнейшему снижению цен. Европейские чиновники и многие эксперты как в ЕС, так и в России интерпретировали происходящее как долгосрочный тренд. Наиболее смелые в своих оценках специалисты даже предлагали срочно продать «Газпром», пока он «еще что-то стоит»

До сих пор на Украине этому пытаются найти объяснение политического характера. Но даже с учетом существующего конфликта на востоке страны ничто не мешало вести геологоразведку, а потом и добычу у ее западных границ. Однако этого не было сделано. По всей видимости, проблема все же в геологии, а не в политике.

Свои сланцевые проекты были в Литве, Румынии и Турции. Но и здесь история повторилась. Грандиозные планы пали жертвой отсутствия результатов. В конце 2014 года Chevron отозвала заявку на разведку сланцевого газа в Литве, а 2015-м – в Румынии. Результаты бурения не оправдали надежд.

Турция в самом начале разведки на месторождениях, расположенных на северо-западе и юго-востоке страны, объявила об их потенциале – 4,6 трлн м³ газа. Опять же – близко к 5 трлн м³, которые «находили» в Польше и на Украине. К этому моменту происходящее уже начало напоминать странный фарс, в котором заветные 5 трлн м³ сланцевого газа мигрируют из страны в страну, прячась от геологоразведчиков. Конец сланцевой истории в Турции довольно предсказуем. С тем лишь исключением, что эта страна сосредоточилась на атомной энергетике и крупных газопроводах – «Турецкий поток» и TANAP.

Совсем уж анекдотически смотрелось заявление американской компании Frontera, сделанное в 2016 году. Она объявила, что нашла в Грузии 5,3 трлн м³ газа. И хотя речь в данном случае велась о традиционных запасах, судьба их оказалась такой же, как и у прочих заветных 5 трлн м³.

ПОТРЯСАЮЩАЯ РЕВОЛЮЦИЯ

Может сложиться превратное впечатление, будто реализовать сланцевые проекты старались только на востоке Европы. Но есть одна западная страна, которая до недавнего времени предпринимала отчаянные попытки начать добычу газа из нетрадиционных источников, – Великобритания.

Ее первые шаги в области разведки и добычи сланцевого газа предпринимались в начале десятилетия. Главным фигурантом британской сланцевой индустрии стала Cuadrilla Resources. В 2011 году эта компания прекратила работы с использованием гидроразрыва пласта в графстве Ланкашир из-за двух небольших землетрясений. Предполагалось, что они могут быть спровоцированы ГРП. Это предположение возникло не на пустом месте. К тому моменту сформировалось несколько черных мифов о сланцевой добыче. Почти все они так или иначе касались возможных проблем с экологией. Но реальность ни одного из них не была доказана. Зато ученые в США обнаружили и доказали взаимосвязь между гидроразрывом пласта и участвовавшими землетрясениями.

Сам по себе ГРП – это широко используемая в современной нефтегазовой промышленности технология. Проблема лишь в том, что при добыче сланцевых углеводородов частота, с которой проводят ГРП, на порядки превышает частоту ГРП при работе на традиционных месторождениях.

Иными словами, сланцевая революция буквально потрясла Соединенные Штаты и Европу. С проблемой участвовавших землетрясений, кроме Англии, сталкивались Канзас, Оклахома, Техас и Огайо. Произошедшее породило целую волну протестов (доходило до захвата буровых) и обсуждений.

Уже к началу 2010 года возникло несколько основных прогнозов, которые касались как европейского рынка, так и поставок газа из России. Во-первых, предполагалось, что «Газпром» вытеснят с европейского рынка более динамичные и эффективные производители СПГ. Во-вторых, страны Европы сами начнут добывать сланцевый газ, которого в регионе неисчислимы триллионы кубических метров

Тем не менее в 2012 году руководство Великобритании объявило о планах сделать сланцевый газ центральным звеном своей энергетической политики. Масштабную добычу планировалось начать в 2014 году. Чтобы

подчеркнуть серьезность своих намерений, правительство сняло запрет на добычу сланцевого газа с применением ГРП. Предполагалось, что Cuadrilla Resources возобновит свою деятельность.

В 2012 году добыча «голубого топлива» в США немного снизилась. Собственно, произошла достаточно ожидаемая вещь: сланцевая революция привела к сланцевой лихорадке, а та – к кризису перепроизводства

Однако местные власти не разделяли оптимизма Лондона и не торопились соглашаться с тезисом «сланцевый газ – это центральное звено в энергосистеме будущего». Но попытки продавить местное население продолжались. В ход шли традиционные методы: описание невероятных перспектив и грандиозных запасов.

БЕЗ ГИДРОРАЗРЫВА

Еще в 2011 году сланцевые запасы северо-запада Англии были оценены в 5,6 трлн м³ газа. И нет, мы больше не будем иронизировать над заветными 5 трлн м³. В конце концов, большинство оценок того периода базировалось на одном-единственном докладе, сделанном в 1997 году – An Assessment of World Hydrocarbon Resources (автор – Н.Н. Rogner). В докладе специально подчеркивалось, что данные о ресурсах сланцевого потенциала тех или иных регионов носят оценочный, приблизительный характер.

Закономерно, что в 2013 году технически извлекаемые британские сланцевые запасы были переоценены – до 736 млрд м³. Напомним, что годовое потребление газа Великобритании на тот момент составляло 73 млрд м³ (в 2018-м – 78,9 млрд м³). Британская геологическая служба опубликовала исследование, в котором местные ресурсы (!) сланцевого газа оценивались в диапазоне от 23,3 до 64,6 трлн м³, а среднее и наиболее вероятное значение составляло 37,6 трлн м³, из которых 7,5 трлн м³ предположительно залегают достаточно близко к поверхности.

В начале 2014 года стало ясно, что темпы разведки сланцевого газа в Великобритании даже при получении необходимых разрешений будут намного ниже, чем предполагалось правительством ранее. Да и в целом по Евросоюзу интерес к сланцевому газу начал угасать. В тот период в королевстве опубликовали исследование, которое осторожно подводило к мысли, что сланцевый газ мог бы стать существенной частью внутренней структуры британской энергетики не сразу, а не раньше чем через 10 лет.

Cuadrilla Resources старалась убедить общественность, что добыча сланцевого газа – это хорошо, так как она может создать рабочие места и уменьшить зависимость страны от импортного газа. Эти призывы звучали заман-

чиво, так как весной 2013 года страна пережила настоящий шок. Во время похолодания запасов газа у нее осталось на два дня. Спотовые цены тем временем подскочили примерно в два раза – до \$800/тыс. м³.

Но хотя идея снизить зависимость страны от внешних поставщиков после такого стресса звучала привлекательно, власти графства Ланкашир, где Cuadrilla Resources планировала вести разведку и добычу, оказались глухи к увещаниям. Потом 2014 год нанес новый удар – начали падать цены на энергоносители и привлекательность нетрадиционных запасов стала совсем низкой. Довод о дорогом импорте звучит крайне неубедительно, если СПГ стоит порядка \$4,5/МБТЕ (около \$160/тыс. м³).

В 2016 году английским сланцевикам удалось сдвинуть дело с мертвой точки. Графство Норт-Йоркшир утвердило предложение компании Third Energy о добыче сланцевого газа. Опять прозвучали прогнозы о том, что это событие сделает Британию вновь великой. Но в действительности, как и ожидалось, данный проект закончится так же, как и все прочие сланцевые проекты в Европе.

Главным фигурантом британской сланцевой индустрии стала Cuadrilla Resources. В 2011 году эта компания прекратила работы с использованием гидроразрыва пласта в графстве Ланкашир из-за двух небольших землетрясений. Предполагалось, что они могут быть спровоцированы ГРП

Примечательно, что парламент Шотландии в начале июня 2016 года проголосовал за введение моратория на использование гидроразрыва пласта. А теперь к его решению после нескольких лет сомнений присоединился и Лондон. В ноябре 2019 года он ввел запрет на использование ГРП на территории страны. Это можно считать точкой в сланцевой истории Европы.

Безусловно, эта точка может в какой-то момент превратиться в многозначительное многоточие, то есть снятие ограничений, многочисленные прогнозы и обещания. Но прошедшие годы показали, что в силу целого комплекса причин Европа не может повторить американскую сланцевую революцию. Фактически сланцевая история Европы закончилась, так и не начавшись.

А в конце стоит сказать пару слов о судьбе Chesapeake Energy, с которой мы начали свой рассказ. К сожалению, ее бывший глава Обри Макклendon погиб в автокатастрофе в 2016 году. А сама компания находится в глубоком кризисе. Цена акций опустилась до исторических минимумов. В третьем квартале Chesapeake Energy продемонстрировала чистый убыток в \$101 млн и объявила о готовности к банкротству в начале следующего года. 🚩

Россия на глобальных рынках газа

СЕРГЕЙ КАПИТОНОВ

Аналитик по газу Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Россия демонстрирует заметные успехи в области экспорта газа. Несмотря на ряд неблагоприятных политических факторов, объемы поставок в Европу сохраняются на стабильном уровне. Этому в значительной мере способствует создание «Газпромом» новых спотовых механизмов реализации газа. Одновременно расширяется производство СПГ. Если российские компании воспользуются открывающимся перед ними окном возможностей, они смогут стать лидерами на мировом рынке СПГ, причем без ущерба для экспорта трубопроводного газа из РФ.

Завершение строительства в 2019 году двух крупнейших экспортных трубопроводных магистралей – «Северного потока-2» и «Силы Сибири» – открывает перед российским газовым экспортом новые перспективы.

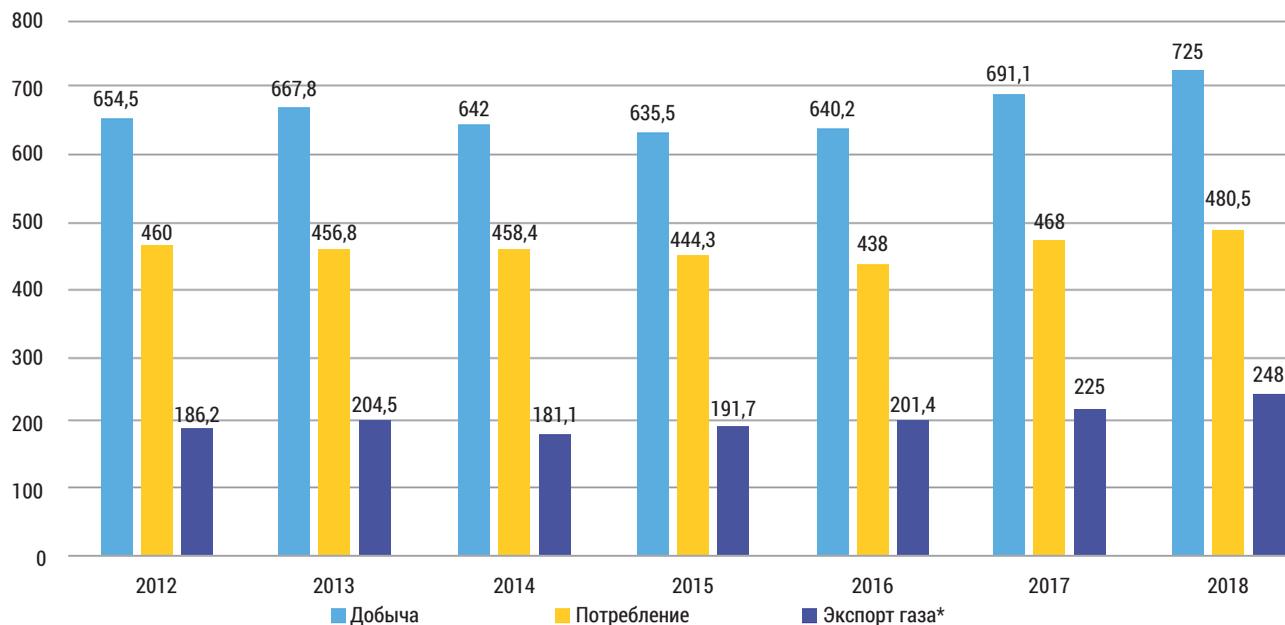
За последние шесть лет Россия значительно нарастила свою газодобычу – с 654,5 млрд м³ в 2012 году до 725 млрд м³ в 2018-м. При этом внутреннее потребление газа за этот период выросло незначительно, а вот экспорт увеличился примерно на треть (см. «Добыча, потребление и экспорт газа в России»).

В 2019 году в Европу были поставлены рекордные объемы российского газа – 201,8 млрд м³, что близко к годовым контрактным объемам «Газпрома» (205 млрд м³).

Важнейшим сегментом отечественного газового экспорта становятся поставки СПГ. В прошлом году отгрузка сжиженного газа с проекта «Ямал СПГ» на зарубежные рынки увеличилась на 50%. В целом по России производство СПГ в 2018 году выросло на 11,2 млрд м³, или на 71%. Реализуется также ряд новых проектов в сфере СПГ (см. «Динамика производства СПГ в России»).

В результате доля России на европейском газовом рынке, по данным ICIS, примерно стабилизировалась

ДОБЫЧА, ПОТРЕБЛЕНИЕ И ЭКСПОРТ ГАЗА В РОССИИ В 2012–2018 гг.

млрд м³

* Экспорт газа включает в себя сжиженный природный газ, но не включает транзит газа из Центральной Азии и Азербайджана (с 2015 г.)

Источник: «Газпром», «Сахалин Энерджи», Министерство энергетики РФ

на уровне 30–35%. Правда, зимой 2018/2019 годов она несколько снизилась по сравнению с двумя предшествующими зимами. Это было обусловлено тем, что резко выросла доля сжиженного природного газа в европейском газовом балансе – с 8% зимой 2017/2018 годов до 16% за сезон 2018/2019. Поставки СПГ осуществлялись из многих стран мира, в том числе в значительных объемах из США, а также с проекта «Ямал СПГ» (см. «Баланс потребления газа в Европе»).

Безусловно, большое влияние на развитие газовых рынков оказывают цены на данный вид энергоносителя. В период 2011–2014 годов цены на газ в Азии существенно превышали европейские котировки. В последние годы в связи со снижением нефтяных цен наблюдается падение и цен на газ, при этом так называемая азиатская премия фактически исчезла. Были даже периоды, когда цены в Азии оказывались ниже, чем в Европе. То есть возможности для глобального ценового арбитража существенно сузились. Однако в последние месяцы ситуация начала меняться. С приходом осени наблюдается рост котировок: до \$150–160/тыс. м³ за ноябрьские фьючерсы на спотовых площадках в Европе и выше \$210/тыс. м³ в Азии (см. «Динамика газовых цен в Европе и Азии»).

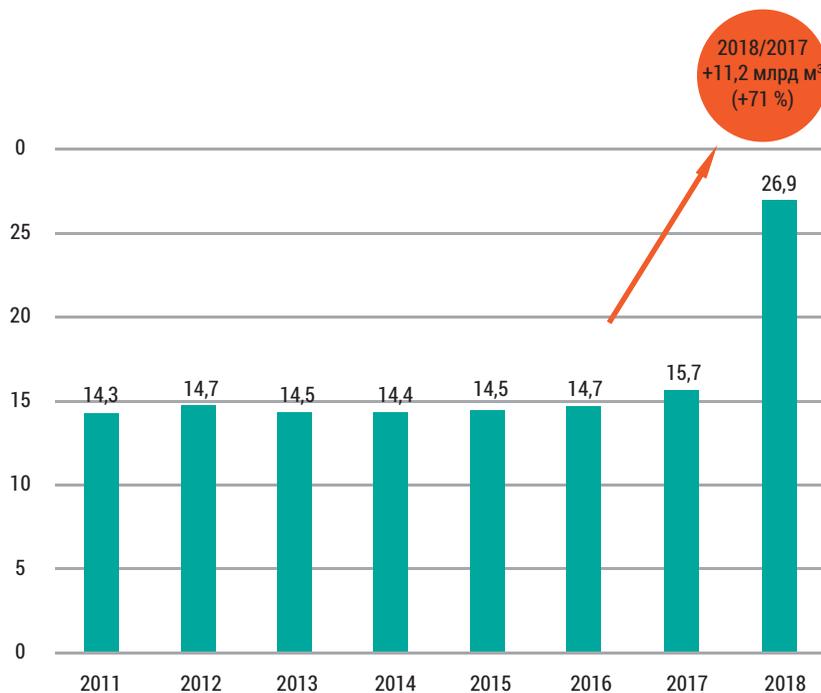
Как отреагировали основные экспортеры газа на такое ценовое ралли? В частности, Норвегия, и так испытывающая определенные технические трудности в области

газодобычи, летом нынешнего года начала искусственно «прикручивать вентиль», чтобы минимизировать свои экспортные объемы на фоне таких низких цен.

Перед российским же экспортом стала логичная задача – удержать свою долю на фоне роста конкуренции с СПГ. «Газпром» создал в этих целях новую модель работы на европейском рынке. Еще в сентябре прошлого года была запущена Электронная торговая платформа (ЭТП) «Газпром экспорта», которая позволяет торговать объемами газа, поступающими по ГТС и не выбранными в рамках долгосрочных контрактов, по ценам, близким к спотовым.

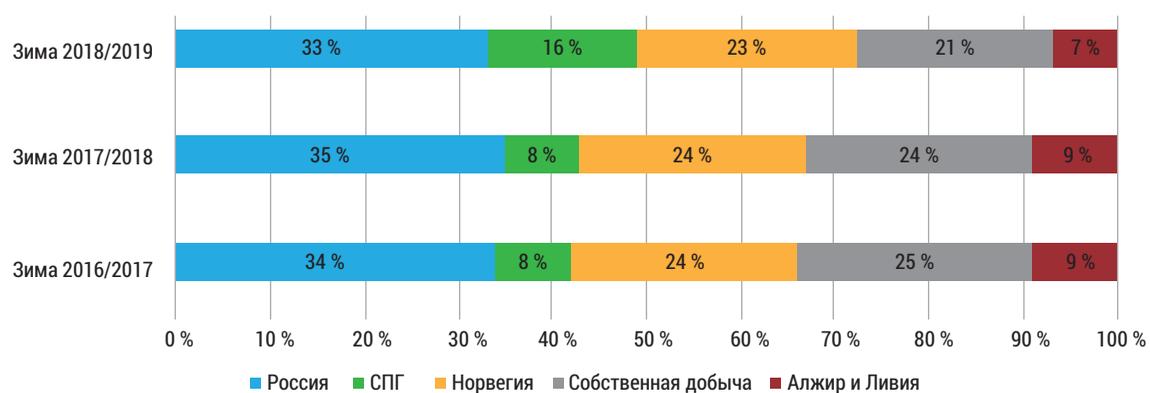
Изначально данная модель была нацелена на получение дополнительных доходов, поэтому газ продавался по ценам выше средних по портфелю долгосрочных контрактов «Газпром экспорта». Как следствие, объемы реализации были небольшие. Так, в сентябре прошлого года, когда площадка только начала свою работу, было продано менее 200 млн м³, потом данный показатель увеличился примерно до 0,5 млрд м³ в месяц. Но с весны этого года начался стремительный рост продаж «Газпром экспорта» через данную площадку (см. «Продажи газа через ЭТП «Газпром экспорта» по месяцам»). При этом цены теперь приближаются к спотовым котировкам (конечно, их нельзя напрямую сравнивать, поскольку они имеют разные пункты реализации).

ДИНАМИКА ПРОИЗВОДСТВА СПГ В РОССИИ

млрд м³

Источник: Министерство энергетики РФ

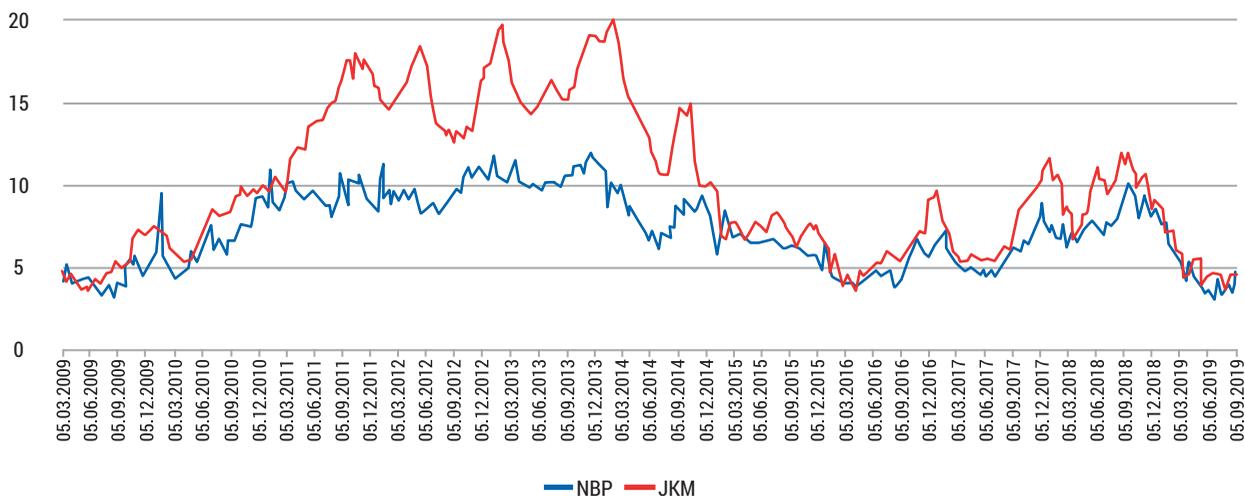
БАЛАНС ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА В ЕВРОПЕ



Источник: ICIS

ДИНАМИКА ГАЗОВЫХ ЦЕН В ЕВРОПЕ И АЗИИ

\$/млн БТЕ



Источник: «Газпром», Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Иными словами, «Газпром» фактически выбрал стратегию удержания доли на рынке при условии низких цен, «заливая» Европу большими объемами довольно-таки недорогого газа. Какие результаты это принесло? Чтобы ответить на этот вопрос, достаточно посмотреть на месячную динамику продаж «Газпрома» за прошлый и нынешний годы. В феврале-марте нынешнего года наблюдался некоторый провал в объеме продаж, обусловленный обострением конкуренции с СПГ, включая сжиженный газ из США. Но затем тренды начали выравниваться. Это было связано с ранним началом закачки газа в подземные хранилища. Но самое интересное стало происходить в конце весны – начале лета, когда активно заработала новая Электронная торговая платформа. В показателях каждого летнего месяца «сидит» примерно по 1,5 млрд м³ экспорта через ЭТП (а в августе даже 1,9 млрд м³). То есть за вычетом продаж на Электронной торговой платформе результаты нынешнего года оказались бы чуть ниже, чем в прошлом году, когда был зафиксирован рекорд по поставкам газа «Газпрома» в Европу (см. «Результаты реализации экспортной стратегии «Газпрома»).

Несколько подпортила общую картину ситуация с провалом экспорта в Турцию, где «Газпром» не пошел навстречу частным потребителям. В результате Трансбалканский трубопровод оказался недостаточно загружен, а объемы поставок в первом полугодии сократились на 4,6 млрд м³, или на 36%.

Уменьшился также экспорт в Польшу – на 1,7 млрд м³, или на 38%. Это произошло по политическим причинам, а также в связи с тем, что Польша активно диверсифицирует источники закупок газа и приобретает большие объемы СПГ на рынке.

Одновременно существенный рост закупок российского газа продемонстрировали Австрия (+29%), Венгрия (+72%) и Чехия (+47%).

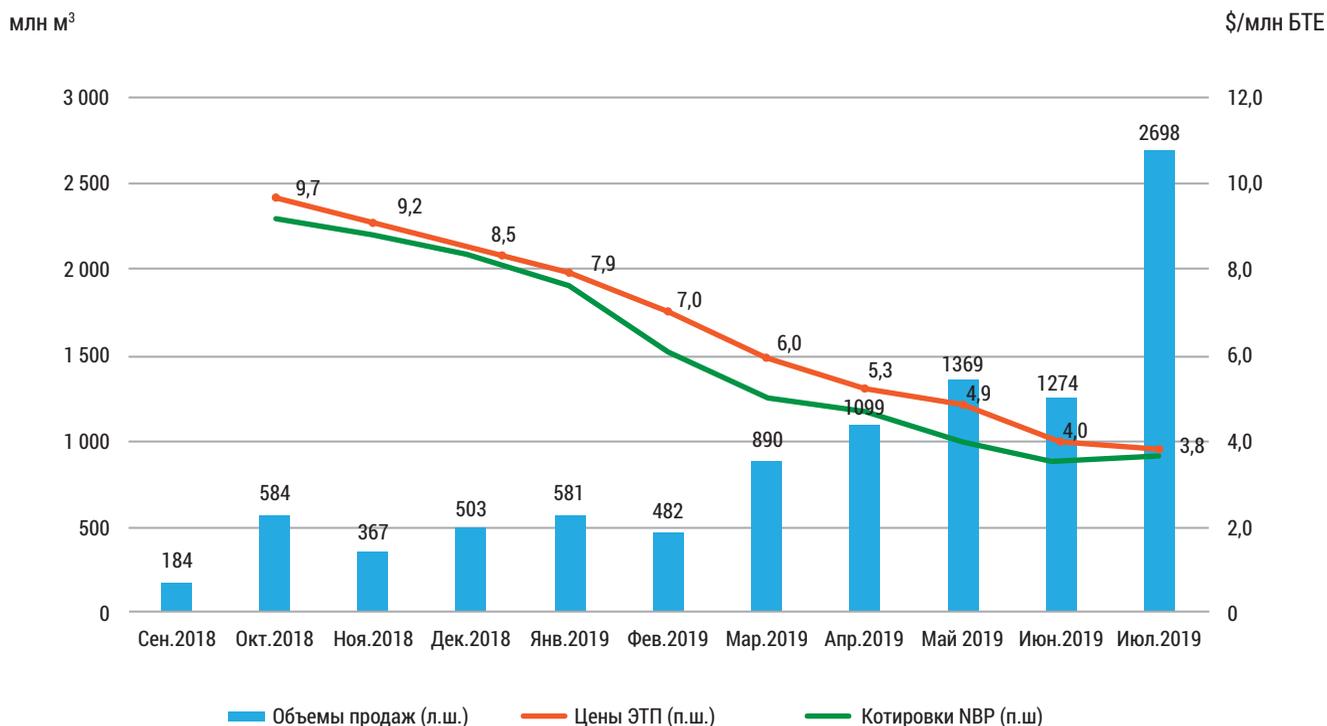
ОКНО ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ СПГ

В России также продолжается развитие индустрии СПГ. В нынешнем году НОВАТЭК принял окончательное инвестиционное решение по проекту «Арктик СПГ-2». Причем это сделано еще до подписания каких-либо твердых контрактов на будущие поставки (в отличие от практики, принятой, к примеру, в США и Канаде). Предполагается, что 50% продукции «Арктик СПГ-2» будет реализовываться по споту, без долгосрочных контрактов.

За последние шесть лет Россия значительно нарастила свою газодобычу – с 654,5 млрд м³ в 2012 году до 725 млрд м³ в 2018-м. При этом внутреннее потребление газа за этот период выросло незначительно, а вот экспорт увеличился примерно на треть

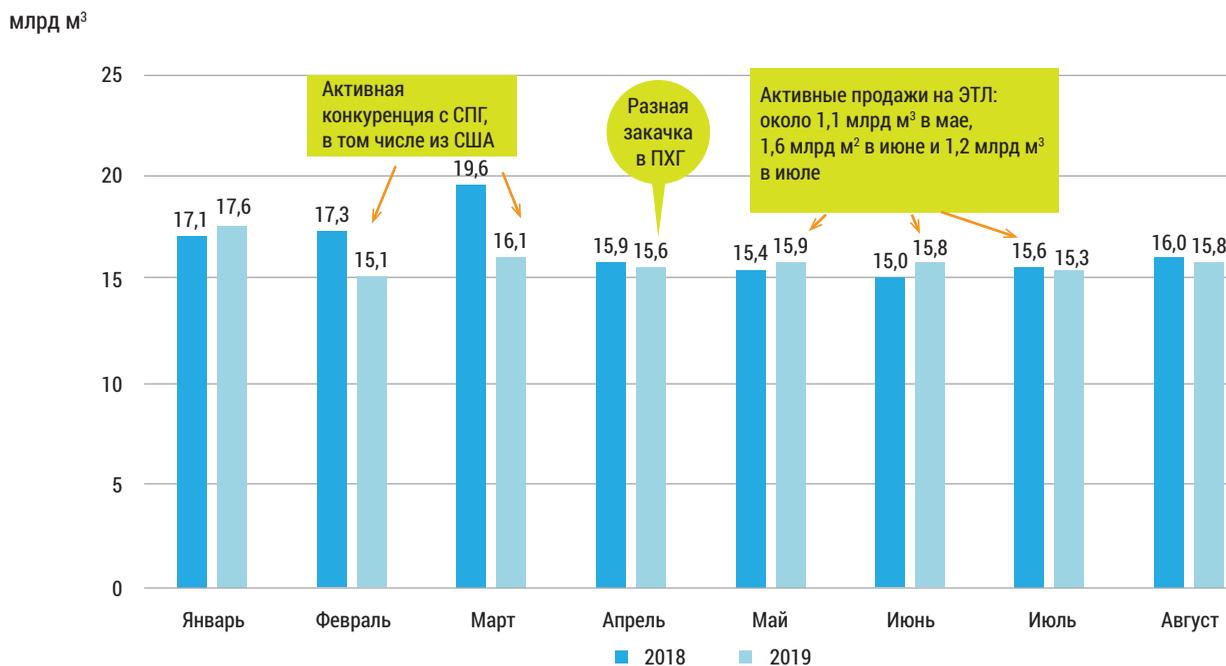
Планы НОВАТЭКа по производству СПГ стремительно расширяются. Еще в мае нынешнего года представители компании заявляли о том, что к 2030 году объемы сжижения составят 70 млн тонн в год. А ныне уже приводятся го-

ПРОДАЖИ ГАЗА ЧЕРЕЗ ЭТП «ГАЗПРОМ ЭКСПОРТА» ПО МЕСЯЦАМ



Источник: «Газпром», Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

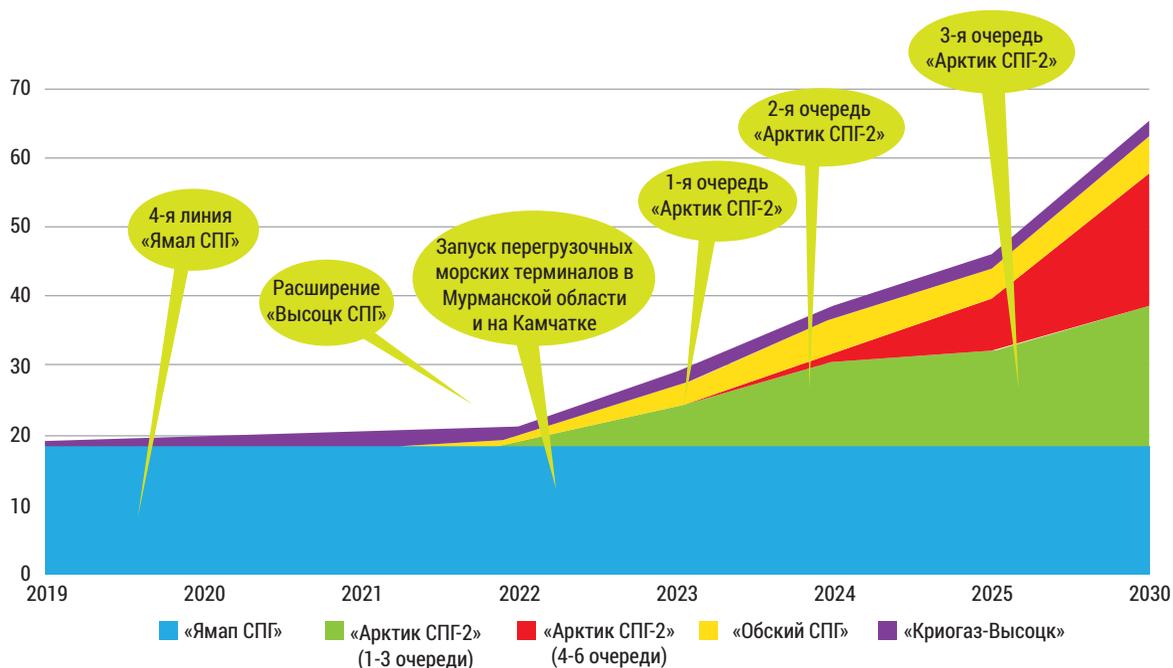
РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЭКСПОРТНОЙ СТРАТЕГИИ «ГАЗПРОМА»



Источник: «Газпром», Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

ПРОГНОЗ ПРОИЗВОДСТВА СПГ В РОССИИ ПО ПРОЕКТАМ

млн т



Источник: «Газпром», Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

раздо более грандиозные цифры – до 140 млн тонн в год.

В принципе, ресурсная база позволяет существенно нарастить производство СПГ в российской Арктике. Так, «Газпром» собирается добывать в рамках своего проекта «Ямал» до 360 млрд м³ в год. Добыча НОВАТЭКа может достигнуть 130 млрд м³. Но насколько будут реализованы эти планы, пока большой вопрос.

В последние годы в связи со снижением нефтяных цен наблюдается падение цен на газ, при этом так называемая азиатская премия фактически исчезла

В нынешнем году или в начале следующего будет пущена четвертая производственная линия «Ямал СПГ». Причем там за счет использования отечественных технологий стоимость производства тонны продукции будет значительно ниже, чем на первых трех линиях. К участию в проекте привлечены компании из Франции, Китая и Японии, способные обеспечить продукции «Ямал СПГ» сбыт как в Европе, так и на перспективных азиатских рынках.

Появляются и новые проекты в области сжижения газа, к примеру «Обский СПГ», который, как планируется, также будет базироваться на российских технологиях. Ожидается, что инвестиционное решение по нему будет принято

в начале следующего года. Постепенно вырисовываются контуры проектов, которые могут быть начаты к середине 2020-х годов, таких как «Арктик СПГ-3» и т.д. (см. «Прогноз производства СПГ в России по проектам»). «Роснефть» в сентябре нынешнего года в ходе Восточного экономического форума анонсировала свой новый (или, точнее, уже подзабытый) проект по сооружению СПГ-завода в рамках «Сахалина-1».

На волне успеха проекта «Ямал СПГ» планы по развитию производства сжиженного газа находят поддержку на самом высоком государственном уровне. Не исключено, что в будущем возникнет вопрос о выравнивании налоговой нагрузки на СПГ и на трубопроводный газ, но пока у компаний, работающих в СПГ-индустрии, имеется уникальное окно возможностей.

«ГАЗПРОМ» И НОВАТЭК – НЕ КОНКУРЕНТЫ

Интересный вопрос заключается в том, может ли российский сжиженный газ потенциально стать конкурентом российским трубопроводным поставкам? С одной стороны, непрямая конкуренция существует, поскольку любой проект в сфере СПГ, выходя на рынок, увеличивает предложение. С другой стороны, если мы посмотрим на динамику поставок «Газпрома» на его целевые рынки, то увидим, что экспорт российского СПГ на нее абсолютно не повлиял.

ДИНАМИКА ПОСТАВОК ЯМАЛЬСКОГО СПГ И ЭКСПОРТА «ГАЗПРОМА» В 2018 г., млрд м³

Страна	Поставки с проекта «Ямал СПГ»,	Динамика поставок «Газпром экспорт»
Испания	0,87	Нет поставок
Франция	1,48	+0,655 (+5,3 %)
Великобритания	1,56	-2 (-12,3 %)
Нидерланды	1,55	+3,227 (+69 %)
Бельгия	0,544	+1,769 (в 2017-м не было поставок)
Всего Европа	6,02	+15,8 (+8,2 %)

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

ПОСТАВКИ ГАЗА В ЕВРОПУ «ГАЗПРОМОМ» И С ПРОЕКТА «ЯМАЛ СПГ» ЗА ПЕРВОЕ ПОЛУГОДИЕ 2019 г., млрд м³

	«Ямал СПГ»	«Газпром экспорт»
Поставки в Европу	~11	96,427
Изменение поставок в Европу	+9,5	-4,215
Поставки в Турцию		-4,628
Поставки в Польшу		-1,688

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Например, в прошлом году, несмотря на увеличение спотовых поставок с проекта «Ямал СПГ», объемы реализации «Газпрома» на большинстве рынков также выросли. Сократился экспорт только в Великобританию, однако лишь на бумаге. Дело в том, что в Соединенном Королевстве зарегистрированы некоторые дочерние предприятия «Газпрома», операции которых отражаются в статистике как поставки в Великобританию, хотя на практике они идут в континентальную Европу (см. «Динамика поставок ямальского СПГ и экспорта «Газпрома» в 2018 г.»).

Аналогичная тенденция наблюдалась и в первом полугодии нынешнего года. Показатели «Газпрома» несколько снизились только из-за Турции и Польши (по причинам, упоминавшимся выше), а вовсе не в связи с конкуренцией с российским СПГ (см. «Поставки газа в Европу «Газпромом» и с проекта «Ямал СПГ» за первое полугодие 2019 г.»).

НА ЗАПАД И ВОСТОК

Важнейшим экспортным проектом «Газпрома» является сооружение газопровода «Северный поток-2». По состоянию на 1 октября было проложено 83% данной магистрали.

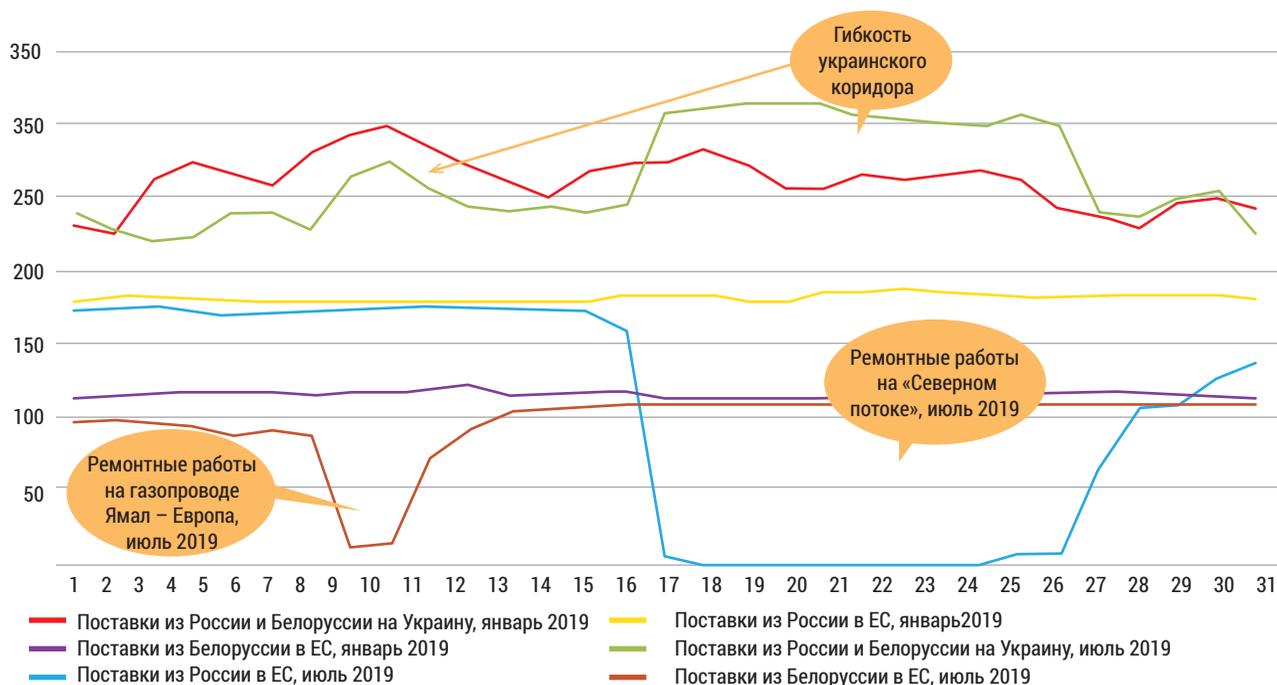
Но работы затянулись из-за того, что Дания долго не соглашалась предоставить разрешение на прохождение трубопровода в своих территориальных водах. Поэтому пока остается не ясным, сможет ли эта магистраль вступить в эксплуатацию с 1 января 2020 года, как ранее предполагалось.

После ввода газопровода в строй поставки в Германию совокупно по «Северному потоку-1» и «Северному потоку-2» могут достичь 120 млрд м³. А с учетом газа, перекачиваемого по сухопутным газопроводам, данный показатель может составить 150 млрд м³. Тем самым Германия станет крупнейшим транзитером российского газа, сместив с этой позиции Украину.

Какова в этой связи судьба украинского транзита? Чтобы ответить на этот вопрос, рассмотрим графики поставок «Газпрома» по основным транспортным магистралям в январе нынешнего года, когда газопроводы работали на полную мощность, и в июле, когда традиционно проводятся ремонты инфраструктуры (см. «Динамика экспорта газа «Газпрома» по основным маршрутам»).

Мы видим, что когда экспорт по Nord Stream проседает, поставки по украинской трубе растут на 50–60 млн м³/сут. В годовом выражении это около 20 млрд м³. Какая еще

ДИНАМИКА ЭКСПОРТА ГАЗА «ГАЗПРОМА» ПО ОСНОВНЫМ МАРШРУТАМ

млн м³

Источник: «Газпром», Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

система способна обеспечить такую гибкость? Наверное, никакая. Учитывая такую гибкость украинского коридора, по-видимому, есть смысл его использовать и впредь. Возможно, «Газпром» будет бронировать украинские мощности в форме опционов. Однако, очевидно, что после реализации проектов «Северный поток-2» и «Турецкий поток» роль украинского транзита сводится исключительно к балансирующей роли.

Вторым важнейшим проектом «Газпрома», реализация которого должна завершиться в нынешнем году, является сооружение магистрали «Сила Сибири». Прокачка газа по ней должна стартовать 1 декабря. В этом году объемы поставок по «Силе Сибири» в КНР составят 10 млн м³/сут., то есть около 300 млн м³ за месяц. В следующем году они достигнут 5 млрд м³, а к 2025 году – 38 млрд м³.

Фактически «Сила Сибири» до сих пор остается проектом двух месторождений – Чаянды и Ковыкты. Но в Восточной Сибири есть еще много перспективных углеводородных ресурсов, монетизация которых пока остается под вопросом.

Конечно, российский газ будет конкурировать на рынке Китая с сырьем из Центральной Азии. Так, в 2018 году поставки из данного региона в КНР достигли

примерно 51 млрд м³, в том числе из Туркменистана – 35,3 млрд м³, из Узбекистана – 6,7 млрд м³, из Казахстана – 5,9 млрд м³. Ожидается, что российский газ, поставляемый по «Силе Сибири», будет весьма конкурентоспособным. Хотя он может оказаться чуть дороже, чем центральноазиатский газ.

Что касается новых маршрутов поставки газа в Китай – «Силы Сибири-2» (бывший «Алтай») и дальневосточного трубопровода, то там пока вопросов больше, чем ответов. Да, динамика развития китайской экономики и рост спроса на газ в Китае подталкивают к реализации новых проектов, но многое будет зависеть и от масштабов собственной добычи в КНР, и от уровня конкуренции между экспортерами. На сегодняшний день Китай имеет очень диверсифицированный портфель закупок СПГ. Основным его поставщиком выступает Австралия (доля в 2018 году – 44%), но на китайском рынке присутствует и большое число новых производителей.

Стоит также отметить, что в нынешнем году китайский газовый рынок растет не такими быстрыми темпами, как в 2016–2018 годах. Если в прошлом году прирост импорта СПГ составил свыше 40%, то за первое полугодие нынешнего года он равнялся всего 14%. ❗



Есть куда расти

На одном из крупнейших якутских месторождений введен новый нефтяной промысел

ВИКТОР ПРУСАКОВ
Журналист

В конце лета компания РНГ запустила в промышленную эксплуатацию Восточные блоки Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (ВБ СБ НГКМ) на юго-востоке Якутии. Со следующего года здесь планируется добывать почти 1 млн тонн нефти в год, что даст компании официальный статус третьего по этому показателю недропользователя республики. Развитию проекта способствуют как близость к трубопроводу Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО), так и логистическая кооперация с «Роснефтью», работающей на соседних участках Среднеботуобинского месторождения.

В дальнейшем добыча в рамках проекта может возрасти до 1,2 млн тонн в год. С этой целью планируется расширение пропускной способности нефтепровода «Роснефти», по которому сырье РНГ поступает в ВСТО.

Сегодня РНГ ведет геологоразведку на нескольких лицензионных участках в Якутии. Для их запуска в эксплуатацию компании в более отдаленной перспективе понадобится собственная труба до системы «Транснефти»

Лицензию на Восточные блоки Среднеботуобинского месторождения РНГ (ранее – «Ростнефтегаз», входит в «Истисиб Холдинг») получила в 2010 году, годом ранее выиграв аукцион на право пользования участком. Актив был интересен по ряду причин. В конце 2009-го была запущена первая очередь нефтепровода ВСТО. Это решало главную проблему, из-за которой открытое в 1970 году Среднеботуобинское несколько десятилетий разрабатывалось ни шатко ни валко, – проблему со сбытом продукции. А низкосернистая, залегающая на небольших глубинах нефть месторождения обеспечивала относительно невысокие затраты на ее добычу и подготовку.

В конце 2009 года была запущена первая очередь нефтепровода ВСТО. Это решало главную проблему, из-за которой открытое в 1970 году Среднеботуобинское месторождение несколько десятилетий разрабатывалось ни шатко ни валко, – проблему со сбытом продукции

Соседний, наиболее перспективный Центральный блок СБ НГКМ с конца 1980-х годов находился в опытной эксплуатации. Лицензией на Центральный и Курунгский блоки владеет компания «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (ТЮНГД), контроль над которой в 2013 году получила «Роснефть». Ее бывшие топ-менеджеры – генеральный директор Иван Меньшиков, главный геолог Сергей Назаров и главный инженер Евгений Черыкаев – впоследствии перешли на аналогичные должности в РНГ. Таким образом, новый актив не стал для РНГ терра инкогнита: при его освоении компания могла опираться на накопленный опыт и знание специфики месторождения.

В 2013 году был введен в эксплуатацию 169-километровый нефтепровод от Центрального блока Среднеботуобинского до НПС № 12 ВСТО в районе Ленска. Это обстоятельство не только позволило ввести Центральный блок в промышленную эксплуатацию, но и дало решающий импульс соседнему проекту. Годом раньше РНГ подписал с ТЮНГД договор об использовании этой трубы для транспортировки нефти с Восточных блоков.

ОПОРА НА СВОИ СИЛЫ

Перечисленные обстоятельства способствовали довольно быстрому развитию проекта РНГ. К 2013 году на участке была выполнена масштабная сейсморазведка 2D и 3D, разработаны и утверждены проекты доразведки и пробной эксплуатации. Для бурения и испытания разведочных скважин были привлечены ведущие международные подрядчики Halliburton и Weatherford.

В 2016 году началось активное обустройство Восточных блоков.

«Работа на любом лицензионном участке начинается с энергообеспечения. Для Якутии это большая проблема: несмотря на наличие двух ГЭС и избыток энергии, старая, построенная еще в 1960-е годы энергетическая инфраструктура крайне изношена и требует замены. Первым делом мы построили современную подстанцию, линии ЛЭП, после чего приступили к обустройству кустовых площадок», – рассказал «Вертикали» официальный представитель РНГ по работе с госструктурами Дмитрий Пискунов.

Логистика – еще одна головная боль Якутии, в частности Мирнинского района. «В зимний период все материалы и оборудование завозятся по зимнику, летом по реке. В межсезонье, если не успеть с завозом, люди сидят без работы. Причем логистические задачи год от года усложняются: зимы становятся мягче, зимники позже замерзают и раньше тают, реки мельчают и баржи уже не могут провезти нужные объемы. Этим летом во время лесных пожаров речной флот стоял две недели: из-за дыма суда не знали, куда плыть. Поскольку всей логистикой мы занимались сами, нам удалось избежать подобных сложностей и вовремя обеспечить себя всем необходимым», – говорит Дмитрий Пискунов. Так, компания в кратчайшие сроки построила новый мост через реку Тас-Юрях, что значительно упростило летнюю доставку грузов, причем не только на Восточные блоки, но и на соседний участок ТЮНГД.

Благодаря наличию собственного строительного управления в сжатые сроки была создана и остальная инфраструктура, в том числе куст скважин № 1, водозаборное сооружение на 500 тыс. м³, опорная база промысла и главный объект – центральный пункт сбора нефти.

В октябре 2018 года началась опытная эксплуатация Восточных блоков. Созданные на первом этапе мощности обеспечивали добычу, подготовку и транспортировку 645 тыс. тонн в год

Последовательно наращивались темпы и объемы эксплуатационного бурения. В феврале 2017 года на месторождении приступила к работе вторая буровая установка. Совершенствование технологических процессов, применение новых типов PDC-долот и оптимальных рецептур буровых растворов позволило достичь на скважине № 6330 рекордной для ВБ СБ НГКМ проходки в бурении – 493 метра за сутки.

В октябре 2018 года началась опытная эксплуатация Восточных блоков. Созданные на первом этапе мощности обеспечивали добычу, подготовку и транспортировку 645 тыс. тонн в год. По построенной компанией

20-километровой трубе нефть с участка стала поступать в нефтепровод ТЮНГД Среднеботуобинское – ВСТО.

К июлю 2019 года накопленная добыча на участке превысила 460 тыс. тонн. К этому времени действующий фонд промысла насчитывал 51 скважину (к концу года их число должно достичь 76), общая проходка в эксплуатационном бурении составила 128 тыс. метров.

В конце августа на Восточных блоках была введена добычная инфраструктура, позволившая увеличить производительность промысла до 1,2 млн тонн в год. Это событие ознаменовало собой ввод участка в промышленную эксплуатацию

НОВЫЙ ЭТАП

В конце августа на Восточных блоках была введена добычная инфраструктура, позволившая увеличить производительность промысла до 1,2 млн тонн в год. Это событие ознаменовало собой ввод участка в промышленную эксплуатацию.

Как заявил член совета директоров РНГ, в прошлом замминистра природных ресурсов РФ Николай Пинчук, несмотря на относительно небольшие глубины залегания нефти, с точки зрения геологии, Среднеботуобинское

значительно сложнее западносибирских месторождений. Одна из главных проблем – высокое давление газа в газовой шапке и угроза образования так называемого прорывного газа. Другая сложность – асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). Эти факторы требуют тщательного контроля за процессом бурения и специальных методов механической очистки и горячей обработки скважин.

К середине сентября добыча велась на восьми кустовых площадках, еще три находились в процессе бурения и обустройства. Пробуренные скважины после отработки на нефть переводятся в режим поддержания пластового давления для повышения нефтеотдачи (см. «Фонд скважин АО «РНГ»).

Гидроразрыв на Восточных блоках не используется. Но применяется такая инновационная технология, как fishbone («рыбья кость»), предполагающая бурение многочисленных ответвлений от основного ствола, что позволяет втрое повысить дебиты скважин. Основной буровой подрядчик РНГ – «ВПТ Нефтемаш», работающий и на Центральном блоке вместе с дочкой «Роснефти» – «РН-Бурение». Обзаводиться по примеру госкомпании собственным буровым подразделением РНГ не намерен. «Если и будем создавать буровой сервис, то совместный, например с тем же «ВПТ Нефтемашем», – говорит Дмитрий Пискунов.

По его словам, западные санкции не повлияли на реализацию проекта РНГ: «Мы как сотрудничали с мировыми сервисными подрядчиками, так и сотрудничаем. 80% закупаемого нами оборудования – российское. На внутреннем рынке достаточно аналогов, которые выигрывают у зарубежных по цене. Конечно, не вся продукция оправдывает ожидания и выдерживает суровые якутские условия. Тогда ищем ей замену. Но в целом с оборудованием проблем не испытываем».

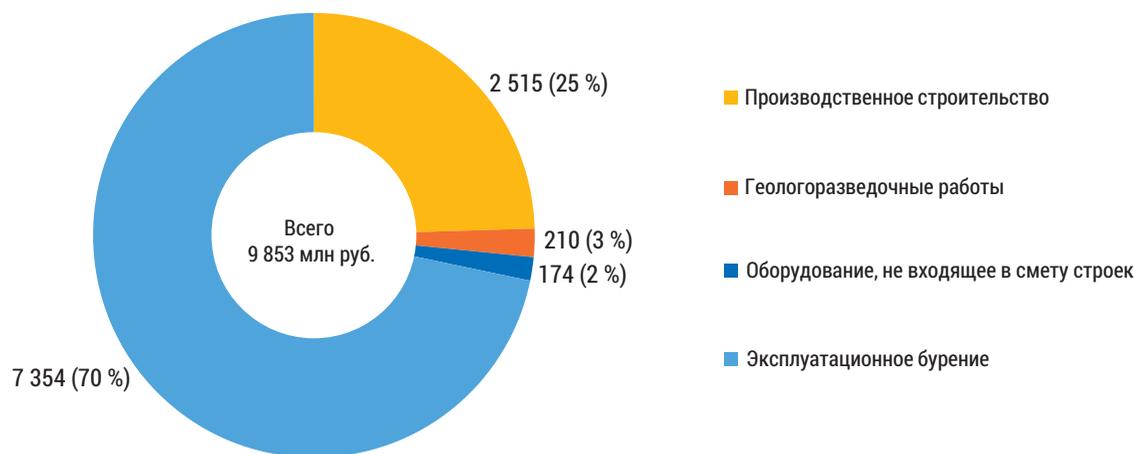
ФОНД СКВАЖИН АО «РНГ», 2019 г.

	I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал*
Фонд нефтяных скважин (без ЗБС)	32	48	54	71
Ввод в добычу ранее пробуренных скважин	3	3	4	5
Перевод в ППД	1	9	9	13
Действующий фонд скважин на конец периода	35	51	58	76
в т.ч. добывающих	34	42	49	63

* Прогноз

Источник: РНГ

ПРОГНОЗ ВЛОЖЕНИЙ В ПРОЕКТ ВБ СБ НГКМ НА 2019 г.



Источник: РНГ

К настоящему времени капитальные вложения в проект составили 38 млрд рублей. В 2019 году 70% запланированных инвестиций будет направлено на эксплуатационное бурение (см. «Прогноз вложений в проект...»).

ПОЛТОРА МИЛЛИОНА КАК ОРИЕНТИР

Успешный запуск Восточных блоков тем более примечателен, что осуществлен представителем сегмента малых, или, как их еще называют, независимых нефтедобывающих компаний, переживающих сегодня не самые лучшие времена (см. «Малышам надо помочь»).

До конца 2019 года РНГ рассчитывает добыть 850 тыс. тонн нефти. Благодаря запуску Восточных блоков (ВБ) по итогам года совокупная нефтедобыча в Якутии, судя по всему, в очередной раз возрастет (см. «Поступательная динамика»).

Тем не менее в ближайшее время добыча на ВБ не превысит 1 млн тонн в год (см. «Добыча нефти на Восточных блоках СБ НГКМ»). Как сообщили в компании, прежние расчеты по выходу уже в 2020-м на проектный уровень в 1,2 млн тонн были пересмотрены.

«В перспективе мы бы хотели довести добычу до 1,5 млн тонн в год, это наша мечта. Но пока мы ограничены пропускной способностью трубопровода, по которому нефть поставляется в систему ВСТО», – говорил Николай Пинчук.

Стоит напомнить, что ТЮНГД в 2018 году ввела в эксплуатацию вторую очередь обустройства Центрального и Курунгского блоков СБ НГКМ, рассчитанную на рост

ЗНАКОВЫЙ РУБЕЖ

Среднеботуобинское НГКМ входит в тройку самых крупных активов «Роснефти» в Восточной Сибири. К началу этого года его извлекаемые запасы по категории $AV_1C_1 + V_2C_2$ составляли 169 млн тонн нефти и конденсата и 190 млрд m^3 газа. Для разработки актива «Роснефть» привлекла зарубежных партнеров. В конце 2015 года 20% «Таас-Юрях Нефтегазодобычи» приобрела BP, а в 2016 году еще 29,9% предприятия выкупил консорциум индийских нефтяных компаний Oil India, Indian Oil и Bharat PetroResources.

Во второй половине октября 2019 года на Центральном блоке Среднеботуобинского была добыта 10-миллионная тонна нефти с начала промышленной эксплуатации месторождения. Сегодня на промысле добывается около 3 млн тонн н.э. в год.

Рост добычи обеспечен, в том числе, применением передовых технологий, позволивших вчетверо увеличить дебит скважин. В частности, при разработке месторождения используются гибкие насосно-компрессорные трубы, а также бурение многозабойных скважин по технологии fishbone. Рост производственных показателей также стал возможен благодаря запуску объектов второй очереди обустройства месторождения: нефтепровода, центрального пункта сбора и приемо-сдаточного пункта.

Как сообщает «Роснефть», освоение Среднеботуобинского «позволит создать инфраструктуру для дальнейшей разведки и добычи в регионе».

добычи до 5 млн тонн в год. В прошлом году компаний было добыто 2,9 млн тонн нефти, что более чем вдвое превышает уровень 2017-го. По итогам 2019 года на промысле можно ожидать дальнейшего роста добычи (см. «Знаковый рубеж»).

Для одновременного увеличения поставок с соседнего участка существующих мощностей нефтепровода Центральный блок – ВСТО, видимо, недостаточно. Как отмечается в материалах РНГ, для решения проблемы планируется строительство НПС «Дорожная». Это позволит увеличить с 0,95 млн до 1,5 млн тонн в год пропускную способность ветки трубопровода, которая принимает нефть с Восточных блоков. О сроках расширения инфраструктуры не сообщается. Можно предположить, что вопрос с транспортировкой дополнительных объемов рано или поздно будет решен.

ЧТО ДЕЛАТЬ С ГАЗОМ?

Параллельно с созданием нефтяного промысла РНГ реализует газовую программу. На Восточных участках построен энергокомплекс мощностью 5 МВт, который снабжает энергией центральный пункт сбор нефти. В ближайших планах – ввод второго энергоблока той же мощности. По словам Дмитрия Пискунова, это не только обеспечит промыслу энергетическую независимость, но и станет важной частью программы по утилизации ПНГ, большая часть которого сегодня сжигается на факелах. В рамках программы также предполагается закачка газа в пласт.

Инвестиционное решение по выбору проекта монетизации ПНГ планируется принять до конца 2019 года. «В настоящее время рассматривается ряд проектов, в том числе в области газохимии и газопереработки,

«МАЛЫШАМ» НАДО ПОМОГАТЬ

В 2018 году независимые нефтяные компании (ННК) добыли 22,7 млн тонн нефти. В последние годы этот сектор обеспечивает 4–5% общероссийской добычи.

Признанный лидер среди независимых – Иркутская нефтяная компания (ИНК), работающая более чем на 40 лицензионных участках в Восточной Сибири. Основной добывающий актив ИНК – Ярактинское месторождение в Иркутской области. За последние восемь лет компания в семь раз увеличила добычу – с 1,3 млн тонн в 2011 году до 9 млн тонн в 2018-м. По итогам нынешнего года ожидается выход на уровень в 9,5 млн тонн. Параллельно с развитием нефтяных промыслов и расширением ресурсной базы ИНК реализует газовый проект общей стоимостью свыше 450 млрд рублей. К 2023 году в рамках проекта планируется построить первый в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке завод по производству полимеров (полиэтилена низкой и высокой плотности) мощностью 650 тыс. тонн в год.

Среди других заметных игроков независимого сектора – созданная в 2002 году «ЮКОЛА-Нефть», входящая в тройку крупнейших по объемам добычи предприятий Саратовской области. В августе прошлого года компания добыла трехмиллионную тонну нефти. Ее доступные для разработки суммарные запасы оцениваются в 6 млн тонн; на одном из новых месторождений официально подтверждены запасы природного газа.

Еще один представитель ННК татарстанский «Алойл» за 20 с лишним лет работы добыл свыше 4 млн тонн нефти и 100 млн м³ попутного газа, активно развивает собственный буровой сервис. Отличительная черта «Алойла» – технологичный подход к производству. В прошлом году благодаря интенсификации нефтедобычи с применением водогазового воздействия на пласт компания добилась 99%-ной утилизации ПНГ на Алексеевском и Подгорном участках. Другой недавно реализованный проект «Алойла» «Интеллектуальное месторождение» позволил существенно сократить расходы на обустройство Албайского месторождения.

Отраслевые реалии последнего времени не слишком благоприятствуют независимым, и дело тут не только в низких ценах на нефть. Из-за налогового маневра нагрузка на сектор возросла: большинство ННК не имеет возможности экспорта нефти, а на правительственные компенсации за поставки нефтепродуктов на внутренний рынок могут рассчитывать лишь крупные ВИНК. Добавило проблем и соглашение ОПЕК+, в рамках которого было рекомендовано сократить добычу не только крупным, но и малым производителям. По словам генерального директора «АссоНефти» Елены Корзун, обычный для ННК уровень добычи 50 тыс. тонн в год не оказывает никакого влияния на мировые цены на нефть, при этом даже остановка нескольких скважин чревата для такой компании существенным ухудшением экономики.

Как считают в «АссоНефти», нынешняя законодательно-нормативная база отрасли не учитывает специфику бизнеса независимых компаний. Между тем в перспективе значение этого сектора будет возрастать: по мере ухудшения сырьевой базы все более важную роль играют мелкие месторождения, которые не интересны ВИНК и традиционно являются вотчиной ННК.

Утвержденная правительством дорожная карта по наращиванию нефтедобычи предполагает, в том числе, меры по стимулированию освоения мелких месторождений. Однако сроки разработки и внедрения этих мер, по-видимому, еще не определены.

и оцениваются перспективы выхода на новые рынки», – говорится в материалах компании.

Кроме попутного, Восточные блоки содержат 12,5 млрд м³ природного газа. Основная проблема связана со значительным содержанием в нем гелия, требующего сложных технологий извлечения. «Мы думаем над решением проблемы. Один из вариантов – строительство гелиевых хранилищ», – отмечает Дмитрий Пискунов.

Наиболее целесообразной в этой ситуации представляется поставка газа Восточных блоков на строящийся Амурский ГПЗ, где «Газпром» намерен создать крупнейшее в мире производство гелия. Газопровод «Сила Сибири» проходит в 150 км от участка РНГ, при этом в 85 км к югу от Восточных блоков расположено Чаяндинское месторождение, базовое для Якутского центра газодобычи и поставок по новой магистрали. Очевидно, что аналогичное решение было бы желательно также для «Роснефти» и АЛРОСА – их газовые запасы на месторождении куда более внушительны. Одним из вариантов могла бы быть кооперация местных недропользователей для строительства подводящей трубы до магистрали «Газпрома». Судя по всему, вопрос упирается в позицию газового концерна, не склонного допускать в «Силу Сибири» независимых производителей

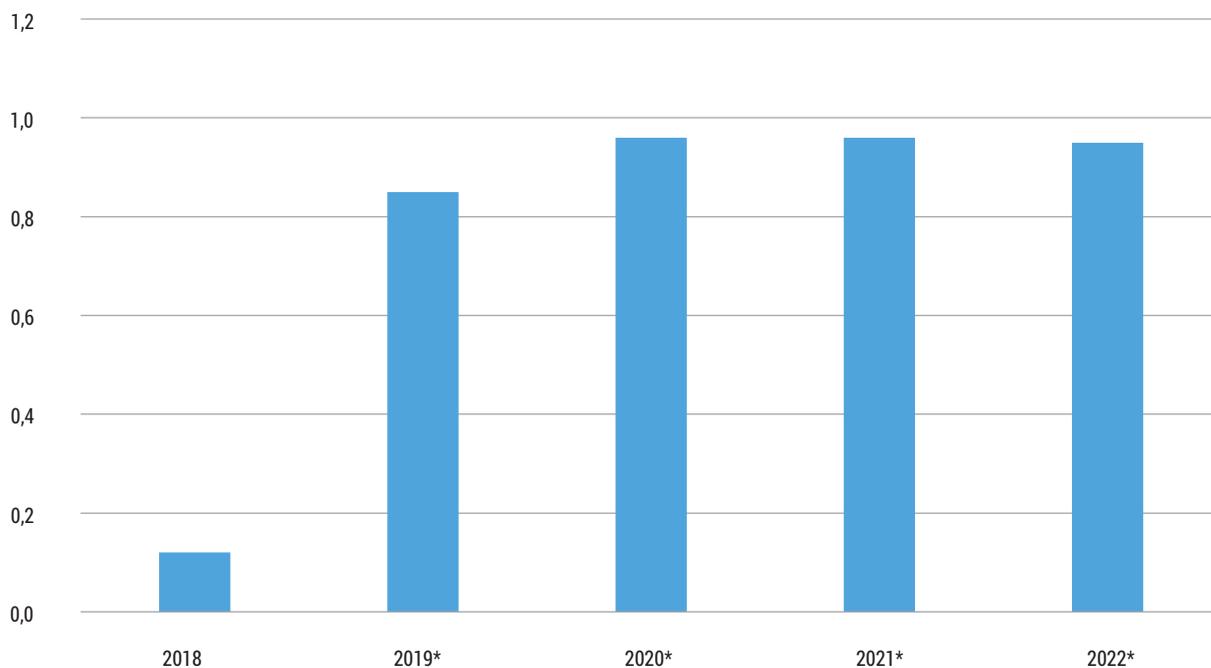
газа. Многолетние переговоры РНГ с «Газпромом» пока не привели к достижению взаимовыгодной договоренности о поставках ПНГ в его систему.

НОВЫЕ ТЕРРИТОРИИ

По состоянию на начало 2018 года подтвержденные извлекаемые запасы Восточных блоков составляли 28 млн тонн нефти, 14,3 млрд м³ газа и 168 тыс. тонн конденсата. На участке продолжается доразведка, по итогам которой запасы могут возрасти. Это обстоятельство, как и расширение географии бизнеса, позволяет сделать вывод, что в более отдаленной перспективе компании понадобится собственный нефтепровод до системы «Транснефти».

РНГ выступает оператором освоения нескольких участков EastSib Holding (см. «Территория EastSib»). Следующий на очереди – практически примыкающий к городу Мирный Южно-Сюльдюкарский лицензионный участок, где ведется поисковое бурение и этой зимой начнутся сейсморазведочные работы. Их будет выполнять входящая в EastSib компания «Сюльдюкар Геологоразведка». «Мы остались не слишком довольны сотрудничеством с подрядчиками, которых привлекли для рубки профилей, и решили, что нам необходима собственная сейсмопартия», – объясняет Дмитрий Пискунов.

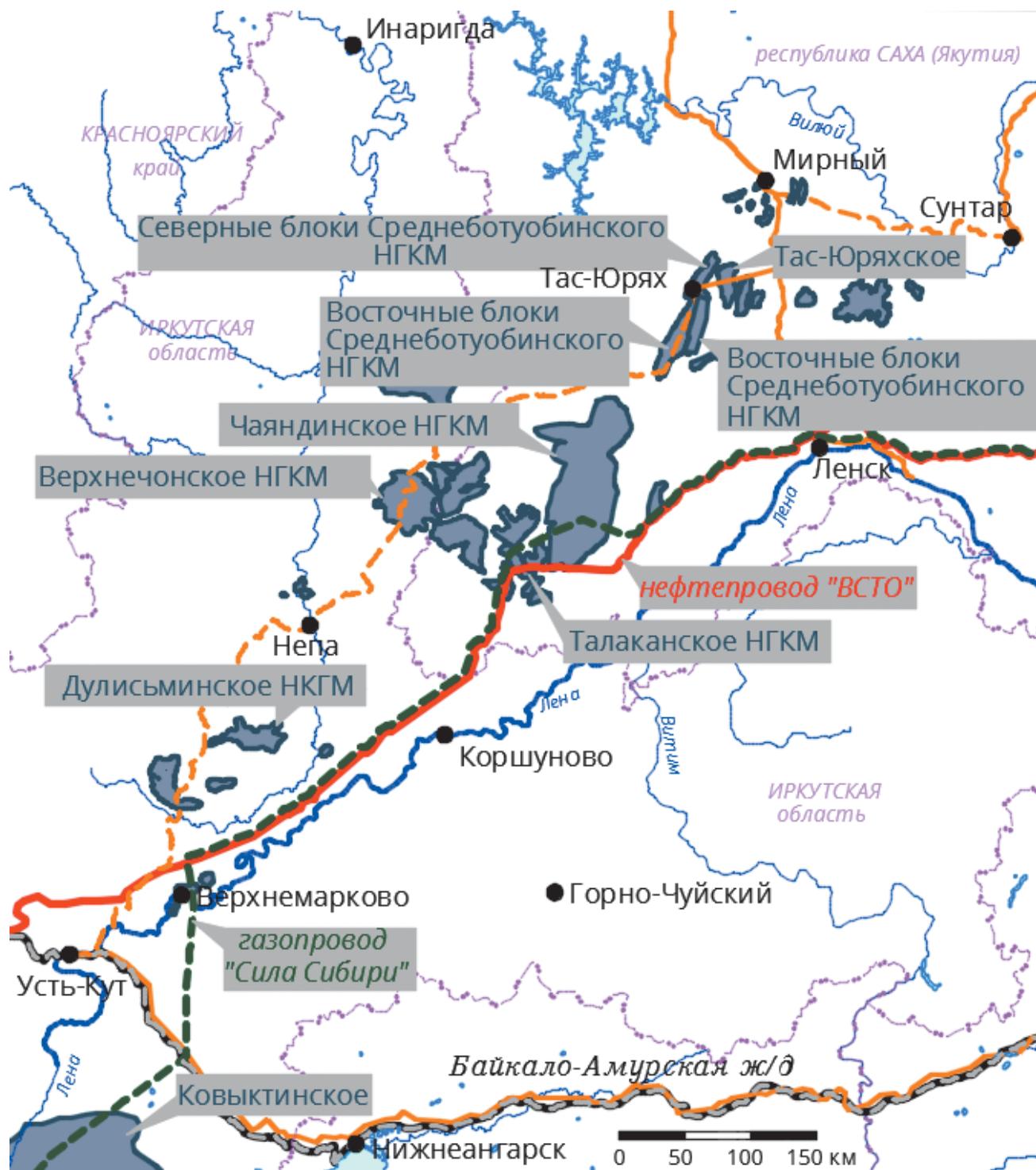
ДОБЫЧА НЕФТИ НА ВОСТОЧНЫХ БЛОКАХ СБ НГКМ



* Прогноз

Источник: РНГ

СРЕДНЕБОТУОБИНСКОЕ НГКМ И НЕФТЕПРОВОД ВСТО



Источник: РНГ

ПОСТУПАТЕЛЬНАЯ ДИНАМИКА

По данным Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия), за 7 месяцев 2019 года в регионе было добыто 7,9 млн тонн нефти, что на 18% выше соответствующего уровня 2018 года. Сегодня Якутия обеспечивает около 43% общей добычи сырой нефти в Дальневосточном федеральном округе.

Главный недропользователь Якутии – «Сургутнефтегаз», который в прошлом году добыл в регионе 9,1 млн тонн нефти, а в 2019-м намерен увеличить добычу до 9,3 млн. В сентябре компания ввела здесь в эксплуатацию свое седьмое месторождение – Ленское с доказанными запасами 40 млн тонн нефти.

По расчетам правительства Якутии, промышленный запуск Восточных участков Среднеботубинского месторождения, а также предстоящая разработка нефтяных запасов Чаянды позволят возместить ожидаемое с 2021 года снижение добычи на Талаканском и Алинском месторождениях «Сургутнефтегаза».

ДОБЫЧА УВС В ЯКУТИИ

	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Январь-июль 2019	% к январю-июлю 2018 г.
Нефть сырая, тыс. т	9 450,6	10 100,9	10 234,8	12 161,1	7 932,3	117,8
Конденсат газовый нестабильный, тыс. т	100,3	117,0	123,5	140,1	86,2	109,7
Природный газ, млн м ³	1 955,0	2 020,6	2 127,5	1 971,6	1 164,8	103,2

Источник: Правительство Республики Саха (Якутия)

ТЕРРИТОРИЯ «ИСТСИБ»

Зарегистрированный на Кипре «Истсиб Холдинг» объединяет ряд дочерних и зависимых обществ, работающих в следующих отраслях: добыча нефти и газа в Якутии, выработка энергии, логистика и снабжение, промышленная инженерия.

В состав холдинга наряду с РНГ входят компании «Сюльдюкарнефтегаз», «Монулах Геологоразведка», «ВМЧ Геологоразведка», «Мурбай Геологоразведка», «Истсиб Геологоразведка», владеющие лицензиями на Южно-Сюльдюкарский блок, месторождения Токко, Монулах, Верхнемархачан, Мурбай и Бетинчин.

Запасы Южно-Сюльдюкарского трудноизвлекаемые, что обусловлено пористостью пород. При этом, как отмечают в компании, прогнозные запасы углеводородов на участке значительные, толщина нефтенасыщенного слоя превышает 8 метров. Ввод нового месторождения в эксплуатацию запланирован на ближайшие три-четыре года.

Также начаты поисковые работы на Монулахском, Мурбайском и Бетинчинском участках в Мирнинском и Ленском районах. Участки расположены рядом друг с другом, что облегчает их освоение и последующую эксплуатацию. Кроме того, этой весной РНГ и якутская госкомпания «Сахатранснефтегаз» подписали соглашение по Улугурскому лицензионному участку, примыкающему к Бетинчинскому. Согласно документу, РНГ будет вести на участке геохимические, сейсморазведочные работы и бурение двух поисковых скважин и привлечет на эти цели около 2,5 млрд рублей. 📄



«АссоНефти» – 25

Открытость, доказательность, аргументированность

ЕЛЕНА КОРЗУН

Генеральный директор Ассоциации независимых нефтегазодобывающих организаций «АссоНефть»

Сегодня в стране зарегистрировано 250 независимых нефтяных компаний, добычу ведут 52% из них, производство нефти которых составляет 4% от общероссийской. И хоть эта цифра кажется не столь большой, в себе она содержит 22,7 млн тонн «черного золота», не говоря уже о десятках тысяч рабочих мест, миллионах рублей налоговых отчислений и серьезном драйвере развития российского ТЭК. Измельчание минерально-сырьевой базы усиливается, и по логике это требует увеличения числа именно небольших компаний, значимость которых мы уже доказали своей четвертьвековой историей.

На протяжении более века с момента начала промышленной эксплуатации и переработки запасов нефти в мире сложилась вполне определенная институциональная структура отрасли. Она включает компании с государственным участием в капитале, доля которых в мировой добыче в последние десятилетия существенно возросла; крупные частные национальные и транснациональные вертикально интегрированные корпорации, доля которых снизилась, но на которые приходится основной объем производства. И, наконец, частные компании различного размера со специализацией на отдельных видах производственных процессов.

Будем называть эти компании независимыми нефтяными компаниями (ННК). Несмотря на сокращение доли ННК в структуре мировой добычи с 24 до 15%, в абсолютном выражении объем добычи этого сектора вырос в 118 раз и достиг в начале XXI века полумиллиарда тонн. Поэтому можно с уверенностью говорить, что наличие сектора независимых нефтяных компаний – устойчивый тренд развития мировой нефтедобычи на протяжении полутора веков.

В России новая модель функционирования и развития нефтяного сектора стала складываться в начале 1990-х годов, и ее формирование происходит

СТРУКТУРА РОССИЙСКОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОСНОВНЫМ ВИДАМ КОМПАНИЙ

■ Независимые нефтяные компании ■ Транснациональные и национальные ВИНК ■ Национальные и региональные нефтяные компании с госучастием

2,52 % среднегодовой темп роста добычи по отрасли
2,61 % среднегодовой темп роста добычи ННК



- Добыча ННК растет быстрее отрасли, за 24 года добыча увеличилась почти в 2 раза.
- Наблюдается огосударствление сектора за счет поглощения частных компаний.

Источник: расчет Ассоциации «АссоНефть»

по настоящее время. Напомню, что первый этап (1991–1994 годы) характеризовался акционированием государственных предприятий и производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения и созданием трех вертикально интегрированных компаний (ВИНК) – ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз» и ЮКОС – с добывающими, перерабатывающими активами и организациями нефтепродуктообеспечения. Предполагалось, что на долю этих трех компаний будет приходиться 35% добычи страны, а 60% останется за компанией с государственным участием.

Второй этап (1994–2002 годы) – это приватизация нефтяных активов путем проведения залоговых аукционов. К 2002 году отраслевая картина резко меняется. На частные ВИНК уже приходится 74% добычи страны, а доля государственной «Роснефти» сокращается до 20%.

И, наконец, третий этап, начавшийся в начале XXI века (с 2002 года) и продолжающийся по сей день, – возвращение нефтяных активов в лоно компаний с подавляющим или 100%-ным участием государства. По итогам 2018 года на долю этих компаний приходилось уже 54% добычи страны. Стоит отметить, что ни на первом, ни на втором этапе в концепции реформирования отрасли сектор ННК не фигурирует. Как говорится, «в списках не значится», вернее «не значился».

Вместе с тем в течение более 30 лет рыночных реформ в России сектор ННК был и остается неотъемлемой частью ТЭК страны. На его долю приходится порядка 4% российской нефтедобычи, кроме того, он показывает высокие темпы роста производства.

Вместе с тем в течение более 30 лет рыночных реформ в России сектор ННК был и остается неотъемлемой частью ТЭК страны. На его долю приходится порядка 4% российской нефтедобычи, кроме того, он показывает высокие темпы роста производства

Итак, в конце 1980-х – начале 1990-х годов новые рыночные структуры в нефтедобыче стали возникать в форме совместных предприятий (СП). Отрасль остро нуждалась в инвестициях, новых технологиях, в современном зарубежном опыте, а вновь создаваемые компании – СП – в своей общественной организации, своего рода «профсоюзе», который сможет отстаивать их интере-

РЕГИОНЫ ПРИСУТСТВИЯ ННК



- ❑ ННК представлены как в старейших нефтегазоносных провинциях, так и в новых регионах добычи.
- ❑ Наибольшая концентрация ННК наблюдается в Приволжском федеральном округе, там располагаются 4 субъекта-лидера по количеству ННК.
- ❑ Регионы концентрации ННК являются перспективными для привлечения нефтесервисных компаний.

Источник: данные «АссоНефть»

сы в органах законодательной и исполнительной власти. Это была идея великого советского, российского нефтяника Владимира Юрьевича Филановского, воплощенная в 1994 году.

14 ноября 1994 года – почти ровно 25 лет назад – была зарегистрирована Ассоциация совместных предприятий в области нефтедобычи и нефтепереработки – «АссоСПнефть».

КУРС НА ЗАЩИТУ ИНТЕРЕСОВ

В 1999 году Ассоциация объединяла более 30 СП. А после вступления в «АссоСПнефть» более 80 небольших российских частных нефтекомпаний был взят курс на защиту интересов отраслевого малого и среднего бизнеса. В 2000 году Ассоциация меняет название на такое привычное сегодня – «АссоНефть».

«Теория, мой друг, суха, но древо жизни вечно зеленеет», – писал великий Гете. Так и в нашей работе. Постоянный мониторинг и анализ ситуации в российской нефтедобыче и секторе ННК, изменения в составе участников предопределили изменение акцента в ра-

боте Ассоциации. Акцент в деятельности был смещен в сторону поддержки развития независимых нефтяных компаний. В 2013 году меняется полное название Ассоциации на «Ассоциацию независимых нефтегазодобывающих организаций».

Честно говоря, очень жаль, что процесс становления и защиты предприятий отечественной независимой нефтепереработки фактически остался вне зоны прицельного внимания Ассоциации. Независимые НПЗ, кроме нескольких активных наших участников, действовали в диалоге со властью разрозненно и неактивно. Мы подключились к работе по завершению так называемого большого налогового маневра (БНМ) в самом конце, когда судьбоносные решения пустить все мини-НПЗ «под нож» уже были приняты.

Принципиальным вопросом в определении принадлежности нефтяных компаний к сектору независимых является четкое определение критериев отнесения с целью прозрачного администрирования со стороны госорганов. Дискуссия велась на протяжении нескольких лет – что положить в основу определения: количественные или качественные показатели?

ННК ЗАНИМАЮТ ВАЖНУЮ РОЛЬ В ЭКОНОМИКЕ РФ



Источник: VIGON consulting и ФГУП ЦДУ ТЭК

В итоге в 2015 году был подписан межведомственный протокол о критериях отнесения к сектору ННК – пять НЕ:

НЕдочерние и независимые от ВИНК (объем добычи не имеет значения);

- ◆ НЕ аффилированные с ВИНК;
- ◆ НЕ имеющие госпакета в уставном капитале;
- ◆ НЕ имеющие собственных НПЗ;
- ◆ НЕ ведущие свою деятельность на условиях СРП

В итоге в 2015 году был подписан межведомственный протокол о критериях отнесения к сектору ННК – пять НЕ:

- ◆ НЕ дочерние и зависимые от ВИНК (объем добычи не имеет значения);
- ◆ НЕ аффилированные с ВИНК
- ◆ НЕ имеющие госпакета в уставном капитале
- ◆ НЕ имеющие собственных НПЗ
- ◆ НЕ ведущие свою деятельность на условиях СРП

Поэтому в статистике ЦДУ ТЭК появился раздел ННК

и статистику по сектору можно считать корректной с 2015 года.

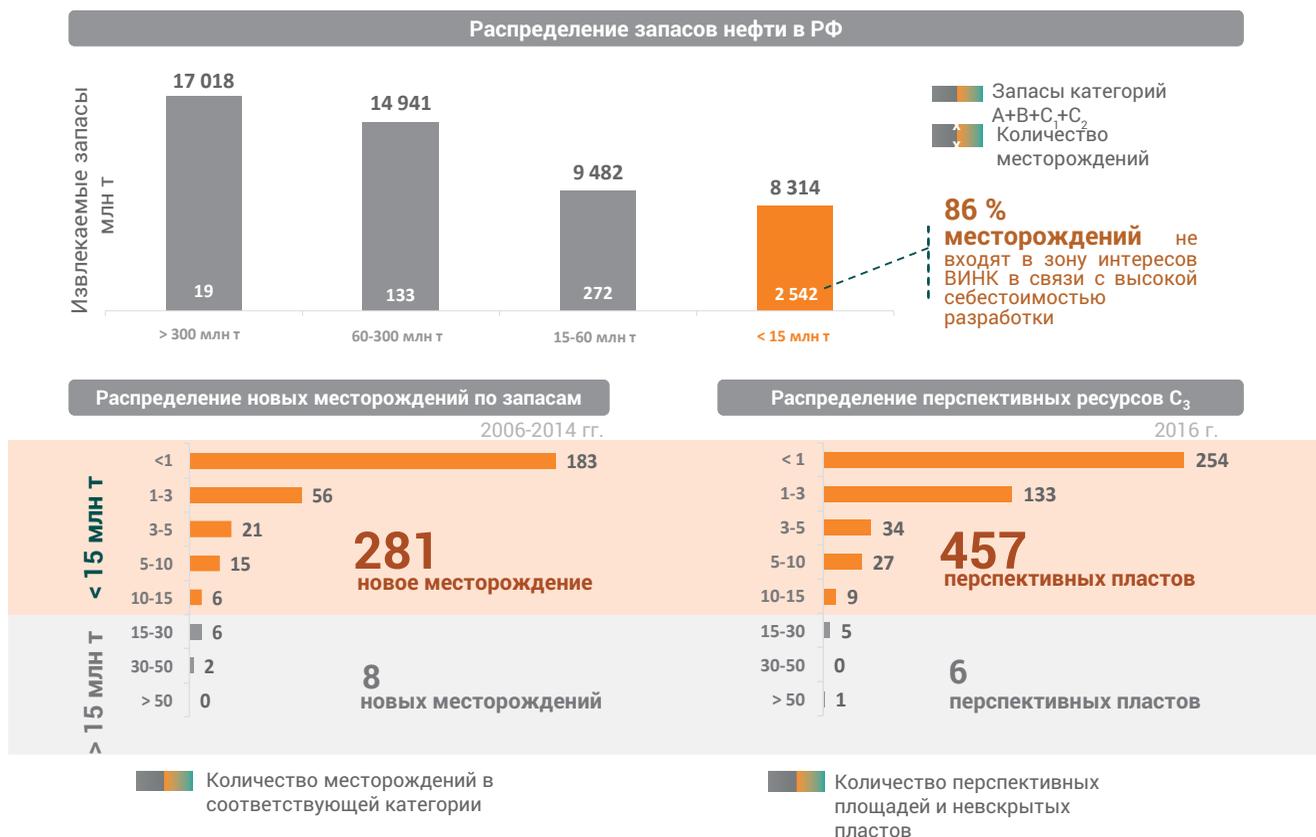
Хотя, честно говоря, статистическая путаница продолжается, особенно в СМИ. Часто журналисты приводят неверные, искаженные цифры по добыче нефти, приписывая показатели группы так называемых «прочих нефтепроизводителей» (она объединяет в статистической отчетности ЦДУ ТЭК компании, не являющиеся ВИНК) сектору ННК, который на самом деле является в статистике ЦДУ ТЭК лишь частью «прочих нефтепроизводителей». Такая путаница существенно меняет показатели добычи независимых в сторону их искусственного значительного завышения. Обращаем внимание на это еще раз.

ОТ КАЛИНИНГРАДА ДО САМЫХ ДО ОКРАИН

ННК – явление общероссийское. Компании сектора представлены во всех нефтедобывающих регионах России от Калининграда до Сахалина.

Как в старейших нефтегазоносных провинциях (Урало-Поволжье, Тимано-Печора), так и в новых регионах (Восточная Сибирь). Лидером по количеству ННК является Республика Татарстан. На долю этих компаний приходится пятая часть всей республиканской добычи, т.е. порядка 20%. Несмотря на скромный показатель в 4%

НОВАЯ ПАРАДИГМА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В РФ



Источник: Сибирское отделение РАН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука

в общероссийской добыче, ННК играют важную роль в экономике страны:

- ♦ с 1995 года компаниями этого сектора добыто около 450 млн тонн нефти;
- ♦ ежегодные отчисления по НДС в федеральный бюджет составили 230 млрд рублей;
- ♦ введено в эксплуатацию свыше 400 новых месторождений;
- ♦ обеспечена занятость около 100 тыс. человек;
- ♦ доля в поисково-разведочном бурении по итогам прошлого года составила 5%.

В чем же специфика этого сектора? Каковы его отличительные черты? Назову основные, с нашей точки зрения.

Минерально-сырьевая база, на которой работают ННК в России, значительно отличается от МСБ ВИНК. Можно сказать, что ННК трудятся в своей «нише». Это мелкие и средние месторождения с извлекаемыми запасами менее 15 млн тонн. В основном «молодые» месторождения со средней выработанностью запасов 18% против 55% у ВИНК, с высокой долей запасов категории C₂ (64% против 34% у ВИНК), требующих, как известно, углубленной доразведки.

Разработка небольших активов с трудноизвлекаемыми запасами является специализацией независимых нефтедо-

бывающих компаний во всем мире. Особенно актуально это сегодня для России в связи с новой парадигмой в недропользовании – старение и мельчание минерально-сырьевой базы в традиционных нефтегазоносных провинциях.

Компании сектора представлены во всех нефтедобывающих регионах России от Калининграда до Сахалина, как в старейших нефтегазоносных провинциях (Урало-Поволжье, Тимано-Печора), так и в новых регионах (Восточная Сибирь). Лидером по количеству ННК является Республика Татарстан

Из запасов категории АВСС₁C₂ 17% относится к мелким (менее 15 млн тонн), а по количеству – 86% месторождений не входят в зону интересов ВИНК.

СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ НА РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ



За период с 2006-го по 2014 год более 60% вновь открытых месторождений имеют НИЗ менее 1 млн тонн. Осваивая небольшие месторождения, ННК способствуют более быстрой монетизации запасов.

Специфической чертой сектора ННК является разномасштабность его участников по объемам деятельности.

Наши компании сильно отличаются по объемам добычи. Из 125 компаний почти 40% добывают ежегодно до 10 тыс. тонн в год, а 25% компаний – от 100 до 500 тыс. тонн в год. Вместе с тем, ООО «ИНК» обеспечивает 35% добычи сектора. Кроме того, из года в год появляются новые компании, в которых осуществляется промышленная добыча нефти. Объемы добычи увеличиваются, многие недропользователи переходят в более высокие группы, часть компаний вследствие продажи бизнеса покидают группу.

Разномасштабность сектора еще раз подводит нас к выводу, что количественные характеристики при выделении критериев сектора не работают. Следует отметить, что компании отличаются стратегиями роста. Для одних ННК характерен преимущественно органический рост, акцент делается на разведке, наращивании добычи, иногда даже диверсификации производства. Так ООО «ИНК» развивает мощный газовый проект. Начинается освоение газового месторождения и в компании «Юкола-нефть».

Другие компании реализуют девелоперскую стратегию – обустройство приобретенных месторождений, выход на добычу, капитализация и продажа активов. За счет

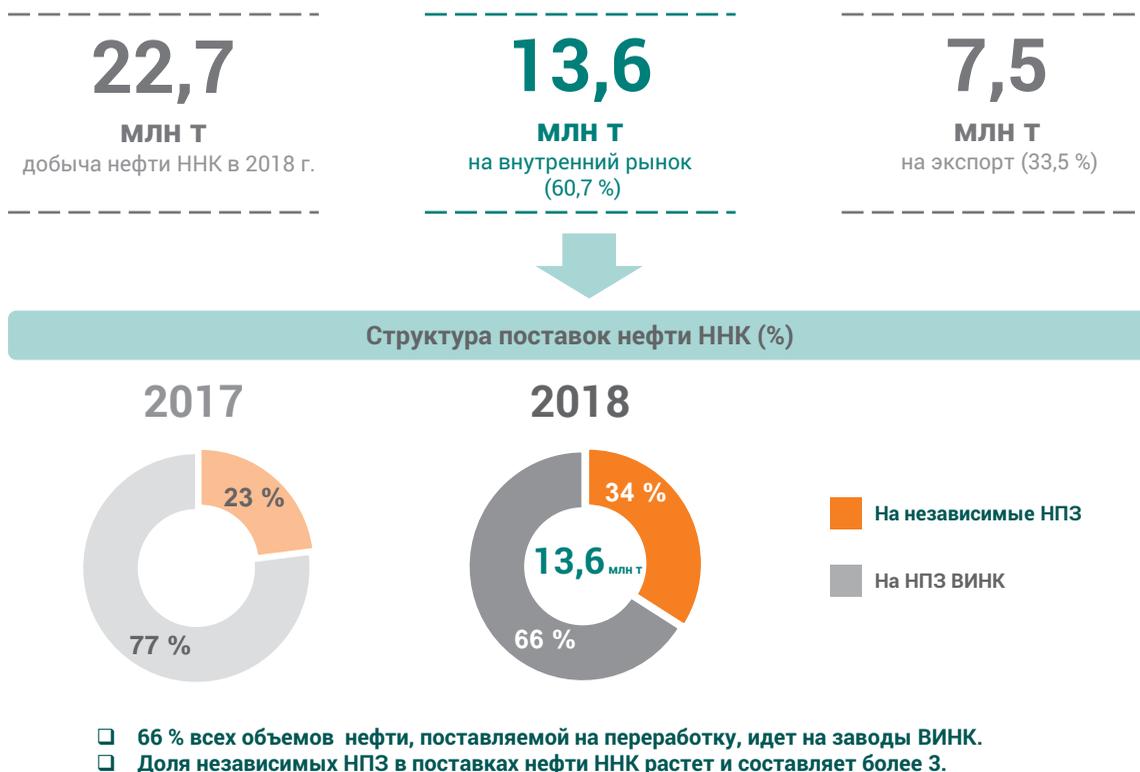
этих компаний сектор «дышит» – т.е. не только пополняется компаниями и растет, но и сжимается при их продаже. Это вполне рыночное явление. В связи с этим для сектора особенно важно наличие благоприятных условий для освоения новых месторождений.

Из 125 компаний почти 40% добывают ежегодно до 10 тыс. тонн в год, а 25% компаний – от 100 до 500 тыс. тонн в год. Вместе с тем ИНК обеспечивает 35% добычи сектора. Кроме того, из года в год появляются новые компании, в которых осуществляется промышленная добыча нефти

МОНОТОВАРНЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ

ННК специализируются на разведке и добыче углеводородов. В этом их основное отличие от ВИНК, которые формируют финансово-промышленные группы. Т.е. включают, помимо добывающих, и перерабатывающие, и транспортные, и сбытовые, и финансовые структуры. ННК являются монотоварными производителями, или компаниями непол-

ГЛАВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ПОСТАВОК ДОБЫТОЙ НЕФТИ ННК – ВНУТРЕННИЙ РЫНОК РФ



Источник: данные ФГУП ЦДУ ТЭК, оценочные данные «АссоНефть» за 2018 г.

ного цикла. То есть они выходят на рынки сбыта как внутри страны, так и за пределами таможенной территории России с единственным товаром – сырой нефтью. Эта отличительная черта ННК делает их особенно чувствительными к налоговым маневрам, влияющим на прибыльность отдельных звеньев производственно-сбытового цикла.

Еще одной отличительной чертой сектора является тот факт, что 61 % добытой нефти ННК поставляют на внутренний рынок, на НПЗ ВИНК и независимые заводы (для сравнения: отраслевой показатель – 52 %). При этом чем меньше компания по объему добычи, тем, как правило, у нее выше доля поставок на внутренний рынок.

2/3 нефти, поставляемой ННК на переработку, поступает на заводы ВИНК. Однако доля нефти, поступающей на независимые заводы, до последнего времени неуклонно росла. По итогам прошлого года она составила более 1/3 от поставок на внутренний рынок.

Тут нельзя не вспомнить популярный в конце прошлого года миф о том, что ННК недостаточно участвуют в снабжении внутреннего рынка нефтепродуктами. Цифры показывают обратное. Почти 14 млн тонн поставляется сектором на НПЗ РФ.

А вот судьба независимой нефтепереработки в России является для развития сектора ННК серьезной проблемой. Независимая переработка оказалась

в крайне тяжелом положении в связи с завершением большого налогового маневра. Есть реальная угроза превращения в груды ржавого металла целого ряда НПЗ, которые, если бы не искусственно поставленные количественные барьеры, могли бы поставлять битум для дорожного строительства, сырье для нефтехимии и нефтепереработки, а в ряде случаев и качественный бензин. Массовое закрытие независимых НПЗ сокращает возможности сбыта для ННК, повышает монополизацию внутреннего рынка сырой нефти. Об этом мы еще поговорим более обстоятельно.

СКВОЗЬ ТЕРНИИ...

Как неотъемлемая часть нефтяной промышленности ННК испытывают на себе влияние общеотраслевых проблем. Важнейшая из них – существующая в отрасли система налогообложения. Эта система не является рыночной, т.к., с одной стороны, уровень налогов неподъемно высок, он обескровливает отрасль. С другой стороны, существует огромное количество целевых льгот, охватывающих до 50 % общероссийской добычи, добиться которых независимым НК крайне сложно. По нашему мнению, радикальный путь решения отраслевых проблем – реформирование налоговой системы в направлении обложения

ПРОБЛЕМЫ НЕЗАВИСИМОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ



финансового результата. Тогда не нужна будет столь сложная и неэффективная система льгот. Это признается многими экспертами, но работа в данном направлении продвигается крайне медленно. Поэтому нам приходится искать решение проблем ННК в рамках действующей системы.

ННК являются монотоварными производителями или компаниями неполного цикла. То есть они выходят на рынки сбыта как внутри страны, так и за пределами таможенной территории России с единственным товаром – сырой нефтью. Эта отличительная черта ННК делает их особенно чувствительными к налоговым маневрам, влияющим на прибыльность отдельных звеньев производственно-сбытового цикла

Здесь надо подчеркнуть, что в силу своей специфики ННК вынуждены решать целый ряд вопросов, с которыми не сталкиваются крупные компании. Именно эти вопросы занимали и занимают основное внимание Ассоциации.

Отмечу, например, что мы:

- ◆ добились в начале 2000-х годов предоставления компаниям сектора дополнительного экспорта в размере 4 млн тонн;
- ◆ отстаивали единые для всех компаний, независимо от их величины, условия в договоре на оказание услуг по транспортировке нефти;
- ◆ отстаивали право недропользователей Республики Коми на применение единых (вне зависимости от масштабов производства) ставок по уплате налога на прибыль и имущество;
- ◆ добились принятия льгот по НДС по мелким месторождениям, а также рассрочки разового платежа за пользования недрами.

Кроме того, мы добились внесения ряда предложений «АссоНефти» в дорожную карту по реализации мер по освоению нефтяных месторождений и увеличению объемов добычи нефти в РФ.

ПРОБЛЕМЫ ННК



...К ЗВЕЗДАМ

Резюмируя, можно сказать, что за четверть века Ассоциации независимых нефтегазодобывающих организаций «АссоНефть» удалось раскрыть для госрегуляторов и экспертного сообщества экономический смысл присутствия в российском ТЭК такого субъекта недропользования, как независимые, в т.ч. и малые, частные предприятия.

Мы доказали, что они неотъемлемая часть отрасли, работают в соответствии с законодательством и являются значимыми налогоплательщиками, а в ряде регионов – бюджетобразующими предприятиями, играющими значительную социальную роль.

Создать положительный имидж независимого сектора было важно, поскольку со стороны ряда крупных компаний и некоторых чиновников отношение к нему встречалось, мягко говоря, пренебрежительное.

Кроме того, удалось добиться принятия административных и законодательных решений, учитывающих специфику работы компаний неполного цикла. Среди этих решений – введение льготного коэффициента НДС для мелких месторождений, заключение публичного договора с «Транснефтью» о транспортировке нефти на таких же условиях, как у ВИНК, рассрочка разового платежа по факту открытия месторождения.

В конце 2018 года правительство утвердило дорожную карту по освоению новых месторождений и наращиванию нефтедобычи, в которой учтен целый ряд предложений «АссоНефти». В частности, там есть специальное поручение по разработке мер стимулирования введения в эксплуатацию мелких месторождений. Ассоциация приглашена участвовать в этой работе.

В эти дни все экспертное сообщество обсуждает проект Энергетической стратегии развития РФ до 2035 года. Наконец-то появился пункт о необходимости создания условий для развития малых и средних предприятий

в сегменте добычи нефти. Словом, много уже сделано, но еще больше предстоит сделать, учитывая вызовы сегодняшнего дня. Главное, не останавливаться и знать, что мы работаем на благо нефтегазовой отрасли России!

Независимые нефтяные компании

- ◆ **добились в начале 2000-х годов предоставления компаниям сектора дополнительного экспорта в размере 4 млн тонн;**
- ◆ **отстояли единые для всех компаний, независимо от их величины, условия в договоре на оказание услуг по транспортировке нефти и право недропользователей Республики Коми на применение единых (вне зависимости от масштабов производства) ставок по уплате налога на прибыль и имущество;**
- ◆ **добились принятия льгот по НДС по мелким месторождениям, а также рассрочки разового платежа за пользования недрами**

Весь четвертьвековой опыт работы Ассоциации показывает, что весомых успехов в виде принятия важных для сектора законов и административных актов Ассоциация достигала, когда участники «АссоНефти» или их значительная часть объединяли интеллектуальные, информационные и финансовые ресурсы.

Современная власть устроена таким образом, что не воспринимает призывы, агитационные акции, речи и презентации, если за ними не стоят серьезные расчеты и проработанные проекты документов, необходимых для решения проблемы. Такого рода документы и расчеты требуют, в свою очередь, точной фактической информации по проблеме и серьезной аналитической работы команды экспертов, которым надо платить достаточно серьезные деньги.

Например, в 2013 году мы заказали анализ проблем сектора ННК и подготовку предложений по их решению специалистам из Yugone Consulting, получили такие предложения, хорошо проработанные и аргументированные, и в результате почти треть из них превратилась в законодательные и административные решения.

Собирать целевые средства и получать необходимую для подготовки предложений информацию от компаний нашего сектора, и даже от некоторых участников Ассоциации, очень тяжело. Среди предпринимателей принято считать, что вопросы решаются не фундаментальной проработкой предложений, а личными связями, так сказать, заходом в кабинет. Мы уверены, что времена для таких методов прошли. Если мы ждем от власти решения проблем сектора, мы должны осваивать корпоративную культуру, присущую гражданскому обществу, – открытость, доказательность, аргументированность. 🚩



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



От Чаянды до Чоны

Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

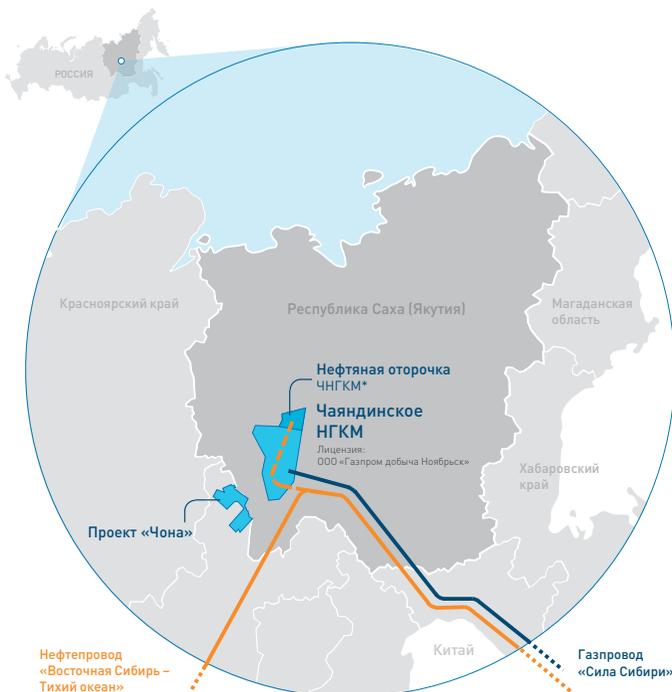
«Газпром нефть» вышла на новый этап недропользования в Восточной Сибири. Речь идет о разработке гигантского по запасам Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Одновременно продвигается освоение Чонской группы НГКМ с не менее колоссальной сырьевой базой. Недропользование на востоке начиналось для компании непросто, и впереди не менее значительные трудности. Суровый климат, а главное, геологические сложности разработки местных трудноизвлекаемых запасов нефти, делают их добычу проблемным и рискованным предприятием. Однако наградой станет не только извлечение сотен миллионов тонн «черного золота», что само по себе гигантский объем товарной продукции. Благодаря разработке восточносибирских ТРИЗ «Газпром нефть» получит опыт и умения для эксплуатации карбонатных коллекторов, в которых залегает почти половина запасов компании.

В нынешнем году «Газпром нефть» начала активную фазу опытно-промышленной разработки нефти Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, одного из крупнейших по запасам углеводородов в России. Объем его извлекаемых запасов по категориям V_1+V_2 оценивается в 1,2 трлн m^3 газа и в 61,6 млн тонн нефти и конденсата. Геологические запасы нефти предположительно составляют 200 млн тонн. Чаяндинское НГКМ располагается в юго-западной части Республики Саха (Якутия), неподалеку от действующего нефтепровода Восточная

Сибирь – Тихий океан и недавно построенного газопровода в Китай «Сила Сибири» (см. «Расположение главных активов «Газпром нефти» в Восточной Сибири»).

По словам генерального директора «Газпром нефти» Александра Дюкова, его компания обладает богатым опытом разработки сложных запасов. «Это будет нашим преимуществом при освоении нефтяной части одного из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений страны – Чаяндинского. В перспективе оно – вместе с другими нашими активами в этой части России –

РАСПОЛОЖЕНИЕ ГЛАВНЫХ АКТИВОВ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Освоение нефтяной части
Чаяндинского месторождения

2019 Начало опытно-промышленной разработки → 2021 Промышленное освоение

212 ДНЕЙ СНЕЖНЫЙ ПОКРОВ +36 °С АБСОЛЮТНЫЙ МАКСИМУМ -61 °С АБСОЛЮТНЫЙ МИНИМУМ

Нефтяная оторочка — это часть нефтегазовой или нефтегазоконденсатной залежи, в которой газ занимает существенно больший объем, чем нефть. Фактически это тонкая прослойка нефти между значительно большей по объему газовой шапкой и водоносным слоем.

*ЧНГКМ — Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение

Источник: «Газпром нефть»

станет ядром нового нефтедобывающего кластера «Газпром нефти» в Восточной Сибири», — заявил Дюков.

Нацеленность компании на Восточную Сибирь обусловлена, скорее всего, тем, что в этом крае располагаются в большинстве своем свежие месторождения и перспективные для новых открытий участки. То есть геологический потенциал региона выше, чем на территориях традиционного недропользования материковой России. С другой стороны, Восточная Сибирь находится географически ближе к рынкам Азиатско-Тихоокеанского региона, значение которых для экспорта углеводородов из РФ все более возрастает. Развитие системы магистральных трубопроводов из Восточной Сибири также стимулирует освоение нетронутых запасов, лишенных прежде экспортной инфраструктуры.

ЧАЯНДА – ДИТЯ ЭКСПОРТА

Проект освоения Чаяндинского НГКМ можно считать примером такого развития недропользования. Месторождение было открыто в 1983 году, различные фракции углеводородов выявлены в 42 залежах. Геологи обнаружили, что нефть залегает в ботуобинском и ха-

макинском горизонтах в тонких подгазовых, подстилаемых пластовой водой нефтяных оторочках (см. «Чаяндинская нефть – метановая»).

Вопрос, как использовать найденный гигантский объем углеводородов, оказался тогда без ответа. Сама Якутия и соседние области не могут обеспечить уровень потребления, адекватный гигантскому объему производства, который только и оправдывает разработку месторождения, отдаленного от энергоемких промышленных центров. В советском отраслевом сообществе идея строительства магистралей на восток на тот момент рассматривалась как транспортная теория. Китай тогда вовсе жег уголь, не беспокоясь о низкоуглеродной энергетике, а нефтеконденсатных запасов Чаяндинского месторождения было недостаточно, чтобы из-за них начинать промышленную деятельность в таком медвежьем углу и строить трубопровод к океану. Найденные сокровища недр «застыли» без экономической пользы.

Интерес к этой ресурсной базе стал расти у российских добывающих компаний и иностранных импортеров по мере роста мировых цен на углеводороды. Недропользование в Восточной Сибири активизировалось, появились проекты строительства нефтепроводов к Тихому



океану и в Китай, газопроводов в КНР. В итоге в 2008 году «Газпром» получил лицензию на разработку месторождения. Развивать проект газовый концерн не спешил, но в мае 2014 года он заключил с китайской CNPC 30-летний контракт на поставку «голубого топлива» в КНР. После этого начал продвигаться трубопроводный проект «Сила Сибири», а Чаяндинское НГКМ с его преобладающими колоссальными запасами газа стало готовиться к эксплуатации.

Газовая сделка открыла путь и к освоению нефтяных запасов Чаяндинского. Во-первых, потому, что экспорт газа гарантировал окупаемость инвестиций в формирование грузопотоков, в строительство коммуникаций, инженерных и других сооружений, необходимых для освоения месторождения в целом – в том числе для производства «черного золота». Во-вторых, наличие канала сбыта решает проблему добычи попутного газа. Геологи прогнозируют, что его объемы на Чаяндинском станут быстро нарастать по мере увеличения добычи нефти и будут настолько велики, что факелами и обратной закачкой в пласт проблему не решить – нужен газопровод. Как известно, в эксплуатацию магистральный газопровод «Сила Сибири» будет официально запущен 2 декабря нынешнего года, и чаяндинский природный и попутный газ пойдут в экспортную трубу. А это означает, что на пути разработки нефтяных запасов Чаяндинского НГКМ больше нет фундаментальных препятствий.

К ТОНКОЙ ОТОРОЧКЕ – ТОНКИЙ ПОДХОД

Тем не менее это сложный проект. Он стартует с опытно-промышленной разработки (ОПР) нефтяной оторочки

ботуобинской залежи, расположенной в северной части месторождения. Надо отметить, что первый опыт добычи «черного золота» стал нарабатываться здесь с 2014 года, когда оператор проекта – «Газпром добыча Ноябрьск» (ГДН) – начал получать небольшие объемы из разведочных скважин. Зимой 2016-го «Газпром» привлек «Газпром нефть» в качестве оператора для проведения исследований и пробной эксплуатации нефтяных оторочек на целом ряде своих месторождений. В том числе, и на Чаяндинском. При этом «Газпром нефть» наняла ГДН в качестве технического оператора разработки чаяндинского объекта.

Ботуобинская залежь располагается на доступной глубине – порядка 3 тыс. метров. Но средневзвешенная нефтенасыщенная толщина оторочек по нефтяной зоне составляет менее 7,5 метров. Для эксплуатации такого геологического объекта необходимо строить многоствольные наклонные, а еще эффективнее – горизонтальные скважины.

Проект ОПР предусматривает работу кустов нефтяных скважин №№ 12 и 17, а также куста газовых скважин № 24. В конце лета нынешнего года «Газпром нефть» приступила к бурению первой горизонтальной нефтедобывающей скважины протяженностью 4 км и с горизонтальным окончанием 1,5 км. Недропользователь планирует использовать ее для проведения геофизических исследований, отбора керна и глубинных проб. Концептуальная цель – уточнить насколько высокой может оказаться нефтеотдача оторочки при эксплуатации горизонтальными скважинами. Производственная задача – подтвердить прогнозы по объему накопленной добычи нефти на одну скважину. Предварительные планы по разбурированию ботуобинской залежи преду-

ЧАЯНДИНСКАЯ НЕФТЬ – МЕТАНОВАЯ

Нефти Чаяндинского месторождения – тяжелые, плотностью 862,8–882,4 кг/м³, парафинистые (парафинов – 3,35–5,04 масс. %), высокосмолистые (смола силикагелевых – 13,5–15,7 масс. %), сернистые (серы – 0,71–0,81 масс. %), с довольно низкими температурами застывания (от –39 до –34°С).

Все нефти ботубинского горизонта выкипают в широком температурном интервале до 540°С с остатком перегонки (гудроном) в количестве 34–35 масс. %. Кривые фракционных составов однотипны, расположены близко друг к другу, что свидетельствует о схожести нефтей. Во всех дистиллятных фракциях содержание метановых УВ превалирует над нафтеновыми и ароматическими, а это означает, что чаяндинские нефти относятся к типу метановых.

смаатривают строительство 100–110 эксплуатационных скважин. Их ежегодная суммарная производительность прогнозируется в объеме 2,9 млн тонн нефтяного эквивалента (на газовых промыслах Чаянды будет добываться 25 млрд м³ в год).

В нынешнем году «Газпром нефть» начала активную фазу опытно-промышленной разработки нефти Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, одного из крупнейших по запасам углеводородов в России

Учитывая новые объемы жидких углеводородов, предстоит увеличить мощность установки по подготовке нефти, соорудить напорный нефтепровод между Чаяндинским НГКМ и системой ВСТО. Что касается добытого газа, то помимо объема, отправленного в «Силу Сибири», часть метана пойдет на обеспечение топливом промысловой электростанции мощностью 17,5 МВт. Она станет источником электроснабжения для всех производственных объектов и жилого городка нефтяников.

Для доставки газа в «Силу Сибири» необходимо построить компрессорную станцию и соединить газовые мощности на оторочке с главной газовой инфраструктурой на Чаяндинском НГКМ, через которую летучая фракция пойдет на экспорт. Полномасштабную разработку оторочки «Газпром нефть» (ГПН) планирует начать в 2021 году.

Примечательно, что ГПН, прогнозируя уровень добычи на ботубинской залежи, исчисляет ее в нефтяном экви-

валенте. Не исключено, что объемы производства «черного золота» и «голубого топлива» на оторочке, учитывая малую толщину нефтенасыщенного слоя, окажутся сопоставимы. Но в коммерческом смысле это не будет иметь такого уж принципиального значения: все фракции продукции Чаяндинского НГКМ пойдут на экспорт, что обеспечит экономическую обоснованность инвестиций в их добычу. В этом смысле эксплуатация Чаяндинского месторождения – символ новых возможностей для освоения углеводородных запасов Восточной Сибири. Появление экспортных трубопроводов ВСТО и «Сила Сибири» сделало фактически равно привлекательной разработку нефтяных и газовых залежей и месторождений.

ЧОНСКОЕ «СОЗВЕЗДИЕ»

Это подтверждает развитие еще одного проекта «Газпром нефти» в Восточной Сибири – Чонского. Он включает в себя разработку Игнялинского, Вакунайского, Северо-Вакунайского и Тымпучиканского нефтегазовых месторождений. Первым из них в 1989 году было открыто Тымпучиканское месторождение, а в 1991-м на соседнем участке недр – Вакунайское.

Геологи уже тогда поняли, что имеют дело с целым скоплением углеводородных объектов в бассейне реки Чона в пределах Непско-Ботубинской нефтегазоносной области. Район исследовался методами гравитационной и электроразведки. С 1979-го по 1994 год здесь было пробурено 57 поисково-разведочных скважин. Но постепенно освоение чонских запасов сошло на нет по той же причине, что и на Чаянде, – из-за отсутствия магистральных путей к крупным потребителям.

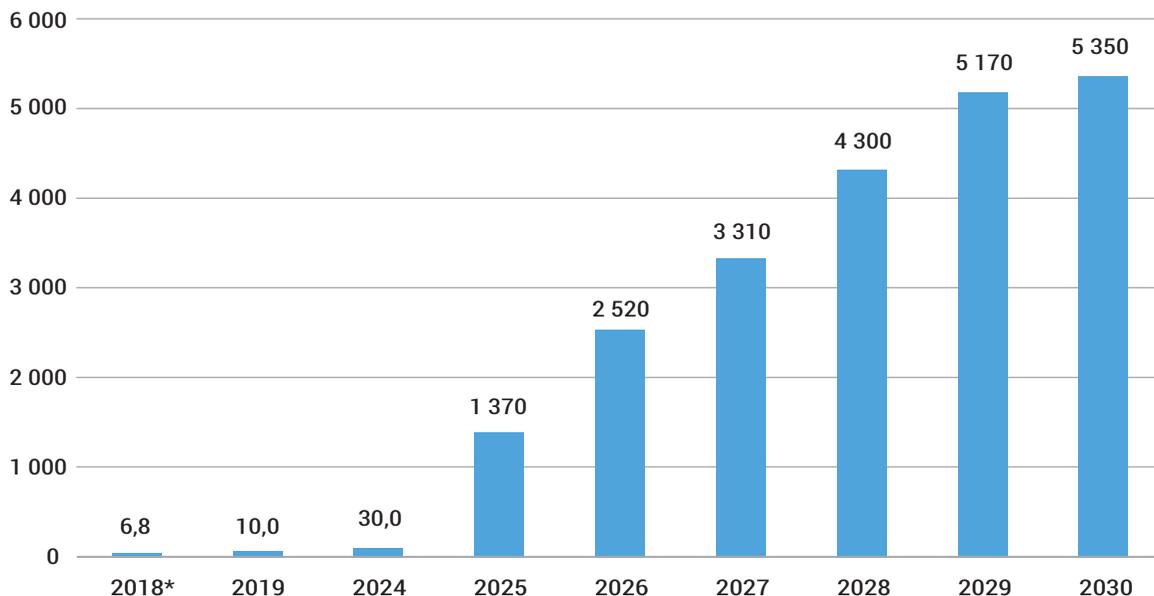
Положение стало меняться с 2005 года. За день до его начала правительство России приняло постановление о строительстве нефтепровода ВСТО, а в октябре «Газпром» приобрел компанию «Сибнефть», в архивах которой пылились геологические данные о чонских объектах. Сочетание двух этих факторов стимулировало ПАО «Газпром нефть», созданное на месте «Сибнефти», начать инвестиционную деятельность в районе Тымпучиканского и Вакунайского месторождений.

Развитие системы магистральных трубопроводов из Восточной Сибири стимулирует освоение нетронутых запасов, лишенных прежде экспортной инфраструктуры

Сначала «Газпром нефть» приобрела право недропользования на Тымпучиканский участок, а в 2007 году – на Вакунайский и Игнялинский. При этом если первый блок был куплен по стартовой цене в 440 млн рублей, то Игнялинский – за 1,7 млрд, или в пять с лишним раз дороже первоначальной стоимости. В два с лишним раза больше

ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ЧОНСКОМ КЛАСТЕРЕ

тыс. т/год



*Факт

Источник: «Газпром нефть»

заплатила компания и за Вакунайский участок. Было ясно, что «Газпром нефть» не скупится, потому что формирует единый кластер недропользования, закладывает основу эффекта синергии освоения новой крупной сырьевой базы. Купила компания и газоносный Хотого-Мурбайский участок, находящийся восточнее, но неподалеку от трассы «Силы Сибири».

Интерес к ресурсной базе Восточной Сибири стал расти у российских добывающих компаний и иностранных импортеров по мере роста мировых цен на углеводороды

ЗАГАДКА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

А дальше на Чоне начался «геологический детектив». Оказалось, что накопленные данные, интерпретации, составленные модели месторождений не сочетаются между собой. Например, выяснилось, что в примыкающих друг к другу Вакунайском и Тымпучиканском нефтегазоконденсатных месторождениях преобладают различные залежи – в первом нефтяная, а во втором газовая. Новые исследования с применением современных методов и знаний помогли прийти к выводу, что в Чонском

регионе не только границы участков проходят по линиям разломов, но и внутри них территорию формируют разделенные геологические блоки со своим специфическим строением и закономерностями.

Но находки и загадки на этом не закончились. Геологи «Газпром нефти» обнаружили, что данные скважины, получившей в 1990-х годах приток нефтяной смеси из карбонатного пласта вендского горизонта дебитом 21 м³ в сутки на севере Вакунайского лицензионного участка, не были учтены при оценке ресурсного баланса территории. «Газпром нефть» устранила это упущение в 2010 году, обосновав в Госкомиссии РФ по запасам новую сейсмогеологическую модель участка и зафиксировав обнаружение Северо-Вакунайского месторождения. Те годы стали временем открытий в Чонском кластере. В 2009 году была выявлена залежь юрхского горизонта на Тымпучиканском месторождении, в 2011 году – Игнялинское месторождение.

В то же время были сделаны и неприятные открытия. Тандем российской консалтинговой компании «ФДП Инжиниринг» и американской инженерно-консультационной фирмы «Райдер Скотт Ко. Л. П. Нефтяные Консультанты» выполнил оценку Вакунайского, Северо-Вакунайского и Тымпучиканского месторождений. Вывод оказался таков: для их пластов характерно аномально низкое давление, которое «способствует глубокому проникновению фильтрата бурового раствора и затрудняет интерпретацию данных каротажа». Из этого стало понятно, что сложно не только

оценить запасы месторождений, но и разрабатывать их, поскольку раствор «проваливается» в призабойное пространство и формирование добывающей скважины затруднено.

Учитывая новые объемы жидких углеводородов, предстоит увеличить мощность установки по подготовке нефти, соорудить напорный нефтепровод между Чаюдинским НГКМ и системой ВСТО

Тем не менее в 2011 году «Газпром нефть» защитила новую, увеличенную оценку запасов Чонской группы, которая по категориям C_1+C_2 составила 125 млн тонн нефти и 225 млрд m^3 газа против 48,3 млн тонн и 50,8 млрд m^3 , соответственно, на момент покупки участков. Геологические запасы Чонских месторождений превышают 1 млрд тонн нефти, утверждает Вадим Яковлев, первый заместитель генерального директора «Газпром нефти».

Главная сложность разработки месторождений Чонского кластера, которую признают геологи компании, – карбонатные коллекторы, сложенные в основном известняками и доломитами. В таких породах может содержаться большое количество нефти, но их фильтрационно-емкостная система – это сложная структура пустотного пространства. Углеводороды в карбонатах могут находиться как бы в «двойной среде» – первичная емкость в порах и вторичная емкость в трещинах и кавернах. Извлечь нефть из трещин и пустот – тяжелая задача, и теоретически большие запасы на практике могут быть добыты в гораздо меньшем объеме.

«АРТИЛЛЕРИЯ» ГИДРОРАЗРЫВОВ

Традиционные подходы к разработке чонских объектов давали унылые результаты: суточные дебиты скважин составляли 5–10 m^3 нефти в сутки. Все изменило применение гидроразрыва пласта. «Газпром нефть» наняла в 2012 году канадскую Trican Well Service Ltd., которая подобрала оптимальную гелевую систему Stratum и закачала в расконсервированную скважину № 96 Тымпучиканского месторождения 25 тонн проппанта. В результате был получен фонтан дебитом 120 m^3 /в сут.!

В 2016 году расконсервированная вертикальная скважина на Игнялинском месторождении дала дебит более 50 т/сут. А вот новая построенная там же скважина с горизонтальным окончанием 1000 метров после проведения многостадийного ГРП обеспечила нефтяной приток 120 т/сут. В июне 2019 года на Игнялинском была закончена вторая горизонтальная скважина, а на ней проведен 10-стадийный ГРП. Дебит нефтяной смеси составил уже 250 т/сут., то есть более чем в два раза превысил

суточную производительность первой скважины. И в результате, если в прошлом году региональная «дочка» «Газпромнефть-Ангара», занятая чонскими проектами, добыла на Игнялинском и экспортировала по ВСТО 6,844 тыс. тонн нефти, то за семь месяцев 2019-го – уже 8,98 тыс. тонн.

Самое важное в данном росте то, что он достигнут благодаря тиражированию технологии МГРП. То есть ключ к недрам Чоны подобран.

БОЛЬШЕ, ЧЕМ ЧОНА

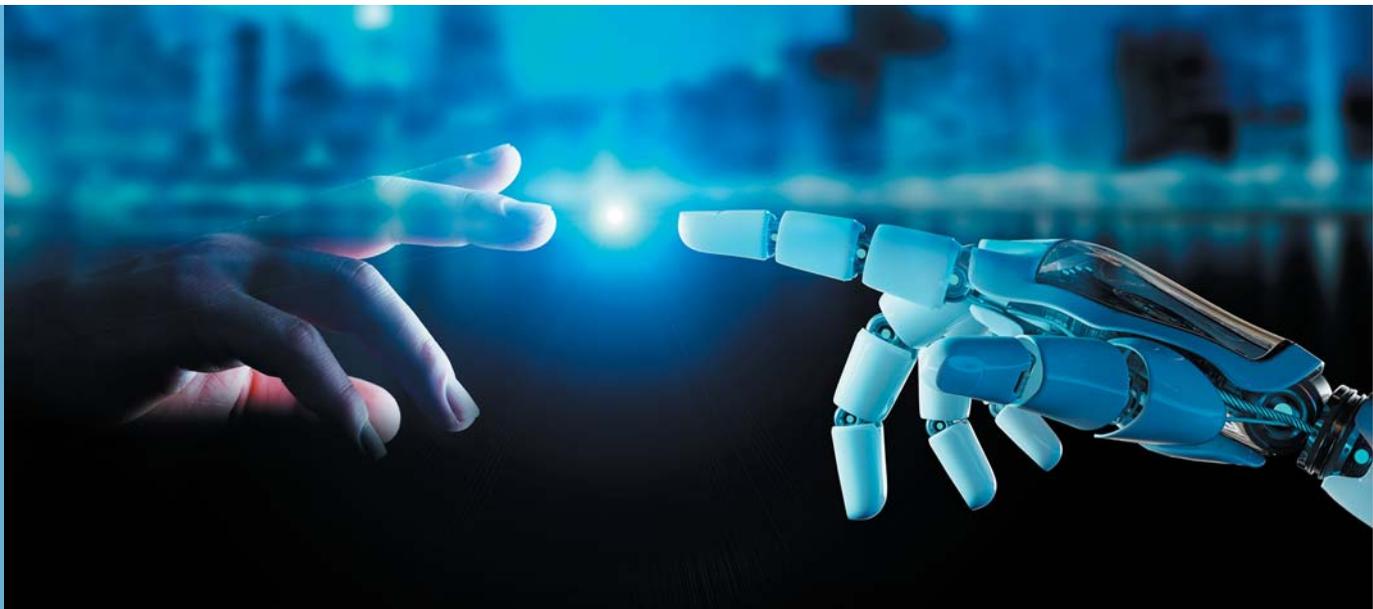
Достижения на Игнялинском были обеспечены благодаря технологическому партнерству «Газпром нефти» и международной корпорации Schlumberger: компании разработали глубинно-скоростную модель месторождения. Теперь они составляют сейсмогеологические модели карбонатных пластов Тымпучиканского и Вакунайского участков.

Освоение их запасов становится доступнее, но не намного дешевле. Поэтому «Газпром нефть» все последние годы ищет инвестора, с которыми могла бы разделить затраты. Сначала это была японская JOGMEC, затем китайская CEFC (впоследствии оскандалившаяся из-за коррупции руководства), теперь ведутся переговоры с нефтесервисной компанией ZPEC (КНР).

Появление экспортных трубопроводов ВСТО и «Сила Сибири» сделало равно привлекательной разработку нефтяных и газовых залежей. Это подтверждает развитие еще одного проекта в Восточной Сибири – Чонского

ZPEC – подрядчик «Газпром нефти» в освоении иракского месторождения Бадра. Российские СМИ сообщают, что «Газпром нефть» собирается продать ZPEC 49% в Чонском проекте. Привлечение иностранного партнера должно помочь обеспечить быстрый рост добычи «черного золота». Если в 2019 году она составит порядка 10 тыс. тонн, то через 10 лет по прогнозу может превысит 5 млн тонн (см. «Прогноз добычи нефти в Чонском кластере»).

Тем не менее даже эти большие цифры не исчерпывают значение Чонского кластера для «Газпром нефти». Дело в том, что 43% извлекаемых запасов компании залегает в карбонатных и трещиноватых коллекторах. А в разработке сейчас находится только 3%. Активное освоение сдерживается ограниченностью компетенций и высокой стоимостью применяемых технологий. Поэтому чем дальше будет продвигаться Чонский проект, тем больше опыта и умений получит «Газпром нефть», тем эффективнее станет вести разработку запасов в сложных коллекторах. А за ними будущее российской нефтяной отрасли. 📌



Ключевой инструмент цифровой трансформации

Процесс роботизации служит залогом конкурентоспособности компаний нефтегазовой отрасли

АРТЕМ ЗАЦЕПИН

ДМИТРИЙ МАРИСОВ

Санкт-Петербургский государственный университет

НИКИТА МЕДВЕДЕВ

RPI

Нефтегазовая индустрия – одна из немногих отраслей промышленности, в которых технологические решения, требующие многомиллиардных затрат, связаны с крайне высокой степенью неопределенности получения прибыли. Это главным образом связано со следующими факторами. Во-первых, если раньше при геологоразведке обнаруживали мощные высокопродуктивные пласты нефти, то сегодня компании имеют дело с трудноизвлекаемой нефтью. Она залегает в тонких низкопроницаемых пластах, которые при вскрытии бурением могут не дать притока. Поэтому для эффективной добычи требуются инновационные решения. Во-вторых, до недавнего времени инфраструктура месторождений возводилась в освоенных регионах, прежде всего в ХМАО и Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, а сегодня практически все наиболее крупные проекты реализуются в ЯНАО, Восточной Сибири, а также на шельфе.

НАПРАВЛЕНИЯ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ



Источник: анализ McKinsey, собственный анализ авторов

НОВАЯ РОЛЬ РОБОТОТЕХНИКИ

Следствием вышеперечисленных факторов является повышение требований к качеству работы. На Севере наблюдается рост количества «дорогих» рабочих мест, и возникает необходимость оптимизации технологических процессов для сокращения издержек. Возрастающая сложность нефтегазового бизнеса и снижающийся потенциал оптимизации за счет традиционных подходов требуют применения инновационных цифровых технологий.

Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли в ближайшие 10 лет будет происходить по четырем ключевым направлениям:

- ◆ робототехника и физическая автоматизация;
- ◆ цифровизация процессов и автоматизация программного обеспечения;
- ◆ углубленная аналитика;
- ◆ связь и датчики (см. «Направления цифровой трансформации нефтяной отрасли»).

Наиболее важным направлением является развитие робототехники, которое в средне- и долгосрочной перспективе позволит отрасли минимизировать риски для персонала (в частности при работе в неблагоприятных природно-климатических условиях), ускорить процесс принятия решений, сократить сроки выполнения операций и достичь высоких показателей эффективности в технологических процессах.

Согласно определению международного стандарта, робот – это приводной механизм, программируемый по двум и более осям, имеющий некоторую степень автономности, движущийся внутри своей рабочей среды

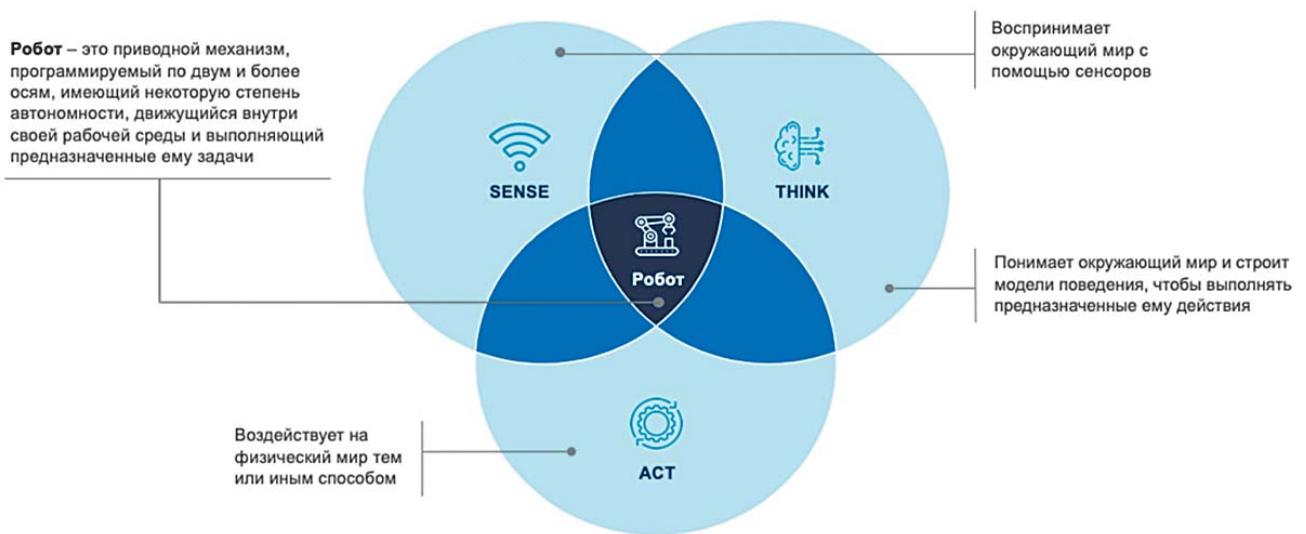
и выполняющий предназначенные ему задачи. Иными словами, роботом можно назвать любое устройство, выполняющее предназначенные ему действия, которое одновременно отвечает трем условиям:

- ◆ воспринимает (sense) окружающий мир с помощью сенсоров;
- ◆ понимает (think) окружающий мир и строит модели поведения, чтобы выполнять предназначенные ему действия;
- ◆ воздействует (act) на физический мир тем или иным способом (см. «Определение робота»).

До недавнего времени роботизированные системы применялись в опасных для людей технологических процессах. Сегодня внедрение роботизированных решений в других областях нефтегазовой отрасли имеет глобальные перспективы. В течение следующих нескольких лет многие из рутинных операционных задач, решаемых людьми в суровых с точки зрения погодных условий или отдаленных районах, будут выполняться роботами. Кроме того, многие крупные компании уже сотрудничают с отраслевыми партнерами, поставщиками оборудования и научными учреждениями для разработки новых роботизированных систем в целях решения конкретных прикладных задач.

В нефтегазовой промышленности робототехнические системы начали использоваться с 1960-х годов, но диапазон их применения, как правило, был ограничен областями, где прямое вмешательство человека было невозможно – например, в экстремальных глубоководных условиях. Такими решениями стали телеуправляемые подводные необитаемые аппараты (Remotely operated underwater vehicle – ROV).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РОБОТА



Источник: международный стандарт ISO 8373:2012, собственный анализ авторов

ГЛАВНЫЙ ПРИОРИТЕТ – БЕЗОПАСНОСТЬ

Сегодня нефтегазовые компании продолжают разрабатывать и внедрять роботизированные решения в тех областях, где есть возможности снижения рисков для персонала. Хотя робототехнические системы менее универсальны, чем инженеры-люди, они могут работать непрерывно, поддерживать неизменно высокую производительность и действовать в широком диапазоне температур и условий качества воздуха. В настоящее время существуют следующие ключевые области применения робототехники:

- ◆ инспекционные работы;
- ◆ операции в замкнутых пространствах и опасных зонах;
- ◆ оценка качества химического и физического состояния материалов;
- ◆ подводное и морское глубоководное оборудование.

Мировой рынок нефтегазовой робототехники активно растет за счет проектов ведущих ВИНК. Ключевые игроки рынка уже реализовали несколько успешных проектов по роботизации:

- ◆ Shell разработала дистанционно управляемую роботизированную систему Sensabot, которая занимается мониторингом оборудования и проверкой систем безопасности;
- ◆ ExxonMobil проводит поиски углеводородов на шельфе с помощью автономных роботов-глайдеров;
- ◆ BP осуществляет ремонт подводного оборудования морских скважин с помощью робота-манипулятора;
- ◆ Total проводит инспекцию оборудования для переработки нефти с помощью роботов-инспекторов.

Список проектов не является исчерпывающим. ВИНК активно формируют и обновляют стратегии цифровой

трансформации, отводя одно из ключевых мест внедрению робототехники.

ТРУДНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Однако повсеместного внедрения роботизированных решений среди нефтегазовых компаний пока не наблюдается. Особенно это касается российского рынка, который находится на стадии становления. Нежелание нарушать существующие процедуры, опасения по поводу последствий отказа и необходимость значительных предварительных инвестиций в разработку систем, отвечающих отраслевым требованиям, приводят к тому, что многие компании не хотят испытывать новые технологические решения.

Вторым препятствием для широкого распространения робототехники является жесткая нормативно-правовая база, регулирующая нефтегазовые операции. Например, правила утверждают, что определенные задачи могут выполняться только людьми. Несмотря на то, что можно комбинировать человеческие и роботизированные системы, экономические преимущества роботизированных решения значительно уменьшаются, если люди все еще тесно вовлечены в эту деятельность. Поэтому одной из ключевых задач для отрасли является работа с правительствами и отраслевыми регуляторами для обеспечения соответствия правовой базы возможностям робототехнических систем.

Учитывая данные барьеры и необходимость стимулирования рынка робототехники, ведомства РФ начинают уделять больше внимания развитию данного направления. Составлен перечень ключевых отраслевых инициатив, ориентированных на решение этой задачи (см. «Ключевые российские ведомственные инициативы...»).

КЛЮЧЕВЫЕ РОССИЙСКИЕ ВЕДОМСТВЕННЫЕ ИНИЦИАТИВЫ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА РАЗВИТИЕ И ПОДДЕРЖКУ ВНЕДРЕНИЯ РОБОТОТЕХНИКИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Минпромторг России	Государственная программа «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности на период до 2020 года»
Минкомсвязи России	Распоряжение Правительства РФ от 01.11.2013 №2036-р «Об утверждении Стратегии развития отрасли информационных технологий в Российской Федерации на 2014–2020 годы и на перспективу до 2025 года»
Минэкономразвития России	Технологическая платформа «Технологии мехатроники, встраиваемых систем управления, радиочастотной идентификации и роботостроение» 2011 год
Минобороны России	Распоряжение от 15 февраля 2014 года №205-р о создании федерального государственного бюджетного учреждения «Главный научно-исследовательский испытательный центр робототехники»
МЧС России	Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. №300 «О государственной программе Российской Федерации «Защита населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, обеспечение пожарной безопасности и безопасности людей на водных объектах»
Минобрнауки России	Приказ Минобрнауки РФ от 08.12.2009 №702 (ред. от 31.05.2011) «Об утверждении и введении в действие федерального государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению подготовки 221000 Мехатроника и робототехника (квалификация (степень) «магистр»)»
	Приказ Минобрнауки РФ от 09.11.2009 №545 (ред. от 31.05.2011) «Об утверждении и введении в действие федерального государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению подготовки 221000 Мехатроника и робототехника (квалификация (степень) «бакалавр»)»
	Программа «Робототехника: инженерно-технические кадры инновационной России», реализуемая Фондом «Вольное Дело» в партнерстве с Федеральным агентством по делам молодежи при поддержке Минобрнауки России и Агентства стратегических инициатив

Источник: НАУРР, собственный анализ авторов

Средства роботизации могут эффективно применяться для решения широкого круга задач в нефтегазовой отрасли при условии наличия технических и инфраструктурных средств единой экосистемы. На данный момент из средств и технологий в зрелом виде присутствуют только роботизированный мониторинг и контроль. Однако во всех обозначенных направлениях только ведутся активные НИОКР. Период внедрения отдельных технологий в широкое коммерческое использование можно оценить от 5 до 10 лет (см. «Сводная информация о потенциальных направлениях НИР по роботизации в нефтегазовом секторе»).

Для применения средств роботизации в НГК требуется успешно завершить все необходимые стадии исследований, разработок и получения опытных данных о технических и экономических параметрах эксплуатации. Для одной компании совокупность таких работ и соответствующих затрат экономически нецелесообразна, к тому же это потребует длительных циклов исследо-

ваний и разработок. Существенно ускорить получение готовых к применению решений по роботизации можно путем разделения рисков и затрат с участниками инновационной экосистемы.

Переход к роботизированным активам требует последовательного подхода с детальной технико-экономической оценкой каждого робота в рамках технологического процесса, а также с мерами по снижению возможных бизнес-рисков. Первичная технико-экономическая оценка потенциала роботизации ВИНК может быть разбита на следующие шаги:

1. Определение границ проектов по роботизации.

- ◆ анализ предпосылок роботизации внутри компании;
- ◆ определение масштаба работ – локальная роботизация конкретных процессов или глобальная в масштабах всех функциональных подразделений ВИНК;
- ◆ выявление потенциальных рисков внедрения робототехники.

СВОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ НИР ПО РОБОТИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Элементы цепочки нефтегазового бизнеса	Задачи	Направление для НИР	Потенциальный эффект
Геологоразведка	Привязка объекта на местности, профиль площадки размещения, оценка объема работ	Оценка применимости и разработка сценариев использования беспилотных наземных, воздушных, надводных и подводных аппаратов для геологоразведочных работ на стыке различных сред (морской шельф/суша). Оценка технических возможностей взаимодействия группировок роботов, управляемых коллективом операторов	Сокращение расходов на геологоразведочные работы и времени работ, автоматизация получения данных, систематизация картографической и тематической информации
Подготовительные работы и предпроектные изыскания	Привязка объектов на местности, профили площадок размещения, оценка объемов работ	Оценка применимости и разработка сценариев использования БПЛА, фотограмметрии, обработки результатов дистанционного зондирования земли (ДЗЗ)	Сокращение расходов на предпроектные работы, уменьшение времени подготовки проекта, автоматизация получения данных
Подготовка строительной площадки	Земляные работы	Оценка применимости и разработка сценариев использования БПЛА, фотограмметрии, роботизированной строительной техники	Сокращение сроков выполнения работ, снижение влияния человеческого фактора, соответствие проекту
Логистика строительства и эксплуатации объектов	Обеспечение строительства МТР	Оценка применимости и разработка сценариев использования грузовых БПЛА, роботизированной грузовой техники, машинного зрения, нейросетей, цифрового склада	Сокращение расходов на логистику, автоматизация средств доставки МТР, эффективное поэтапное снабжение объекта, контроль расхода МТР
Строительные работы	Обеспечение контроля строительства и соответствия работ стандартам и нормам	Оценка применимости и разработка сценариев использования фотограмметрии, машинного зрения, экзоскелетов, строительных принтеров, роботов-укладчиков дискретных материалов, роботизированных платформ, БПЛА	Контроль выполнения строительных работ, соответствия проекту, контроль расхода МТР, выполнение экологических норм, контроль периметра и инфраструктуры, сокращение сроков выполнения работ, снижение влияния человеческого фактора, уменьшение производственного травматизма

Элементы цепочки нефтегазового бизнеса	Задачи	Направление для НИР	Потенциальный эффект
Эксплуатация	Контроль жизненного цикла объекта и улучшение показателей эксплуатации	Оценка применимости и разработка сценариев использования автоматизированных КИП, нейросетей, активных систем контроля, БПЛА, цифровых моделей, роботизированной экспертизы	Контроль ЖЦ объекта, улучшение эксплуатационных характеристик объекта, оптимизация снабжения, предиктивное обслуживание, контроль периметра и инфраструктуры, технологический контроль, автоматизация технологических процессов, снижение объема человеческого труда и влияния человеческого фактора, сбор данных и уточнение моделей техпроцессов
Вывод из эксплуатации	Безопасный вывод из эксплуатации, консервация или демонтаж объектов	Оценка применимости и разработка сценариев использования роботизированных систем для демонтажа объектов	Автоматизация технологических процессов, снижение объема человеческого труда и влияния человеческого фактора
Предотвращение и ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций	Мониторинг и раннее обнаружение утечек и опасной степени износа оборудования и инфраструктуры	Оценка применимости и разработка сценариев использования роботизированных систем для устранения последствий чрезвычайных ситуаций	Автоматизация технологических процессов, применение предиктивной аналитики, ускорение оперативного реагирования, снижение объема человеческого труда и кратное повышение производительности персонала

Источник: собственный анализ авторов

2. Анализ мирового опыта:

- исследование опыта роботизации ВИНК, ведущих отраслей промышленности, стартапов и патентов;
- формирование единого реестра со способами применения робототехники и их описанием.

3. Анализ технологических процессов функциональных подразделений:

- формирование структуры технологических процессов по цепочке создания стоимости внутри функциональных подразделений;
- качественный анализ технологических процессов функциональных подразделений ВИНК на возможность роботизации;
- определение ключевых показателей эффективности технологических процессов (КПЭ);
- унификация КПЭ для всех функциональных подразделений ВИНК – в случае, если они отличаются.

4. Формирование программ роботизации:

- определение методологии приоритизации способов применения робототехники;
- детализация и приоритизация способов применения робототехники по функциональным подразделениям согласно технологическим процессам совместно с соответствующими экспертами;
- формирование потенциальных проектов для НИОКР

и их объединение в программы роботизации функциональных подразделений;

- разработка дорожных карт роботизации функциональных подразделений;
- распределение ответственных лиц и сроков для наиболее приоритетных проектов.

После выполнения обозначенных шагов необходимо установить требуемую периодичность, с которой будет производиться обновление реестра технологий роботизации с учетом новинок рынка и изменения технологических процессов, а также детализация технико-экономической оценки приоритетных проектов.

Иными словами, внедрение робототехники в ВИНК возможно без системного, последовательного и гибкого подхода к планированию процесса роботизации. Ввиду этого необходимо выделить особую роль руководителей и специалистов каждого уровня. Технологий и приоритетных проектов может быть много, но лидеров, способных реализовать их потенциал от начала и до конца, может оказаться недостаточно. Развитие цифровой корпоративной культуры высокого уровня, обеспечение открытости для инноваций и пассионарности внутренних лидеров нефтегазовых компаний сыграют здесь наиболее важную роль. И тогда даже самые сложные проекты роботизации окажутся по плечу. 🚀



«Газпром» и ближневосточный газ

ТАТЬЯНА ШМЕЛЕВА

Эксперт Института Ближнего Востока

В последние годы конкуренция на европейском газовом рынке усиливается, и не только из-за того, что американские компании начали экспорт сжиженного природного газа в ЕС. Катар, Алжир и Египет также имеют свои амбициозные планы, связанные с тем, чтобы в ближайшем будущем частично заменить поставки российского трубопроводного газа своим СПГ. Но насколько они близки к реальности?

Преимущество рынка СПГ – его спотовый характер. Сжиженный газ удобно хранить, его можно в любой момент регазифицировать, то есть из жидкого состояния превратить в газообразное. При наличии необходимой инфраструктуры это быстрый и относительно простой процесс. Поэтому за счет СПГ удобно не только покрывать энергетический дефицит, но и обеспечивать сезонные скачки потребления, например зимой. Кроме того, спотовый рынок – это возможность осуществлять поставки в любую точку земного шара, где есть мощности по регазификации. Рентабельность таких поставок выше, чем у трубопроводной транспортировки, при условии, что дальность маршрутов превышает 3200 км.

«ГАЗПРОМ» НА ЕВРОПЕЙСКИХ РЫНКАХ

В 2018 году «Газпром экспорт» поставил в европейские страны 200,8 млрд м³ газа. Примерно 81 % поставок из России приходится на государства Западной Европы (включая Турцию), 19 % – на Центральную Европу. Крупнейшими импортерами являются Германия, Турция, Италия, Великобритания и Франция. Рынок природного газа Восточной и Центральной Европы имеет особое значение для «Газпрома» в силу его географической близости. Там крупнейшими импортерами являются Польша, Венгрия, Чехия и Словакия.

По оценке Rystad Energy, поставки трубопроводного газа из России в Европу выросли в январе-мае 2019 года на 8%, а экспорт продукции «Ямал СПГ» взлетел на 380% относительно того же периода прошлого года. Согласно официальным данным «Газпрома», за первые пять месяцев 2019 года компания сократила экспорт в страны дальнего зарубежья в годовом исчислении на 6,6%, до 80,3 млрд м³. Но российская сторона учитывает только реализованные объемы, а часть газа закачивается в хранилища «Газпрома» в Европе с целью продажи в отопительный сезон, когда спрос на топливо возрастает до максимальных значений.

Преимущество рынка СПГ – его спотовый характер. Сжиженный газ удобно хранить, его можно в любой момент регазифицировать. Поэтому за счет СПГ удобно покрывать энергетический дефицит и обеспечивать сезонные скачки потребления

Напомним, что в ноябре 2018 года завод «Ямал СПГ» заработал на полную мощность. Объем производства в первом полугодии 2019 года составил 9 млн тонн. СПГ отгружается в основном европейским потребителям или после перевалки на терминалах в Европе направляется в другие регионы. Напрямую на рынки Юго-Восточной Азии продукция «Ямал СПГ» может поставляться только во время короткого арктического лета, когда позволяет ледовая обстановка. Заметим, что экспорт российского трубопроводного газа и СПГ в Европу остается рентабельным даже при низких ценах.

Также «Газпром» строит газопроводы в обход территории Украины – «Турецкий поток» и «Северный поток-2» мощностью 31,5 млрд м³ и 55 млрд м³ в год, соответственно. 30 октября нынешнего года Датское энергетическое агентство, наконец, сообщило о выдаче разрешения на прокладку «Северного потока-2» в пределах своей исключительной экономической зоны. Дания стала последней страной, давшей разрешение на сооружение газопровода. Ранее то же самое сделали все другие страны, через воды которых будет проложена труба, – Финляндия, Швеция и Германия. Но разрешение Дания выдала поздно – «Газпром» уже не успеет ввести трубу в эксплуатацию до конца года. Кроме того, ряд экспертов уверен, что строительство трубопроводов на территории Германии, по которым газ из «Северного потока-2» должен доставляться потребителям, будет завершено не раньше второй половины 2020 года.

Возможные сбои поставок газа из России выгодны США, поскольку повышение цен на «голубое топливо» сделает экспорт американского СПГ в Европу снова рентабельными. Именно поэтому Вашингтон не прекращает оказывать давление на европейские компании, участвую-

щие в строительстве «Северного потока-2», угрожая санкциями, и призывает покупать американский СПГ вместо российского сырья.

На США приходится всего 4% импорта СПГ в Европу, но заокеанские газовые компании намерены существенно нарастить эту долю. Вот только сами европейцы пока к этому не готовы, поскольку американский сжиженный газ оказывается слишком дорогим. Поэтому наиболее динамично наращивает свою долю на европейском рынке СПГ именно Россия. В прошлом году испанская Gas Natural Fenosa и «Ямал СПГ» подписали контракт, согласно которому в Испанию до 2041 года ежегодно будут приходить 37 танкеров с ямальским сжиженным газом. Всего планируется поставить 3 млрд м³ «голубого топлива».

КАТАРСКИЕ АМБИЦИИ

На Ближнем Востоке Катар является явным лидером по объемам производства и сбыта СПГ. Разведанные запасы природного газа в этой стране, по оценкам экспертов, достигают 24 трлн м³, что составляет 12% от общемирового показателя. Традиционными потребителями катарского СПГ являются азиатские страны. Во-первых, эмират может оперативно доставлять сжиженный газ в Азию (в том числе благодаря наличию собственного флота метановозов). А во-вторых, потребности в энергоносителях у многих государств этого региона очень высоки, и они постоянно наращивают объемы закупок. Большое значение для страны имеет также благоприятный ценовой фактор азиатского рынка. Однако в последние годы отчетливо наблюдается рост катарского экспорта и в Европу: в Великобританию (лидер среди импортеров СПГ из Катара), Италию, Францию, Бельгию и Испанию. Доля Катара на европейском рынке СПГ по итогам 2017 года составила 41%, а объем поставок превысил 23 млрд м³.

С 1 января 2019 года Катар, член ОПЕК с 57-летним стажем, вступивший в картель через год после его основания, покинул ряды данной организации. Это связано с тем, что эмират намерен полностью сосредоточиться на добыче газа и производстве СПГ.

В ноябре 2018 года завод «Ямал СПГ» заработал на полную мощность. Объем производства в первом полугодии 2019 года составил 9 млн тонн. СПГ отгружается в основном европейским потребителям

В частности, Катар развивает сотрудничество с Ираном по освоению крупнейшего в мире газового месторождения Южный Парс. Как заявил министр энергетики Катара Саад аль-Кааби, за счет освоения данного месторождения к 2024 году планируется увеличить поставки сжиженного газа на мировой рынок с нынешних 77 млн тонн

до 110 млн тонн в год. Иными словами, за пять-шесть лет они должны вырасти почти на 50%.

В сентябре 2018 года катарский эмир шейх Тамим бен Хамад Аль Тани во время визита в Берлин настойчиво агитировал немецкую сторону построить наконец-то в ФРГ собственный терминал для приема СПГ и предлагал свое финансовое участие в данном проекте.

Многие эксперты предрекают жесткую конкуренцию для трубопроводного газа «Газпрома» в Германии (и в целом в Евросоюзе) со стороны куда более дешевого, чем американский, катарского СПГ. Впрочем, газовая экспансия Дохи может иметь и положительный эффект с точки зрения России. Ведь не только спрос рождает предложение, но и наоборот. Чем больше СПГ будет поступать на мировой рынок, тем больше стран будут переключаться на «голубое топливо» (куда более экологичное, чем нефть и особенно уголь). И тем выше и, главное, стабильней окажется спрос на него.

Также напомним, что 17 октября 2018 года компания Qatargas продлила еще на пять лет соглашение о поставках СПГ (1,1 млн тонн в год) с британской «дочкой» малазийской государственной нефтегазовой корпорации Petronas. Поставки на регазификационный терминал Dragon в порту Милфорд-Хейвен (Великобритания) будут осуществляться с совместного предприятия Qatar Petroleum и Shell – Qatargas 4. По мнению экспертов, причина подписания данного соглашения очевидна: Qatargas развернулся в сторону Великобритании и Нидерландов в попытке увеличить свой экспорт СПГ за счет самых ликвидных рынков Европы.

На США приходится всего 4% импорта СПГ в Европу, но заокеанские газовые компании намерены существенно нарастить эту долю. Вот только сами европейцы пока к этому не готовы, поскольку американский сжиженный газ оказывается слишком дорогим

«ГАЗПРОМ» В СЕВЕРНОЙ АФРИКЕ

Поскольку Алжир является крупнейшим на африканском континенте производителем и ведущим экспортером природного газа из этого региона в Европу, он представляет для «Газпрома» особый интерес. В 2006 году между «Газпромом» и алжирской государственной нефтегазовой корпорацией Sonatrach был подписан Меморандум о взаимопонимании, в котором компании определили направления своего взаимодействия. На данный момент в Алжире работает представительство ПАО «Газпром», а также филиал Gazprom International.

Еще в декабре 2008 года компания Gazprom International по итогам первого международного тендера на право

разведки и разработки месторождений, проводившегося алжирским Национальным агентством по развитию углеводородных ресурсов (ALNAFT), получила право заключения контракта по участку Эль-Ассель (El Assel) в нефтегазоносном бассейне Беркин (Berkin). Затем к территории контрактного участка было присоединено ранее открытое месторождение Землэ Эр-Реккеб (Zemlet Er Rekkeb).

Традиционными потребителями катарского СПГ являются азиатские страны. Однако в последние годы отчетливо наблюдается рост катарского экспорта и в Европу: в Великобританию, Италию, Францию, Бельгию и Испанию

В январе 2009 года было подписано дополнительное соглашение, оформившее вхождение Gazprom International в проект по освоению блоков 236b, 404a1 и 405b1 на участке Эль-Ассель. Соглашение со сроком действия до 2039 года вступило в силу в мае 2009 года после его ратификации указом президента Алжирской Народной Демократической Республики. Оператором проекта на этапе геологоразведки с долей 49% стал Gazprom International, а алжирская Sonatrach с 51% выступила в роли партнера и соинвестора.

В течение 2009–2016 годов в ходе трех этапов геологоразведки Gazprom International полностью выполнил контрактные обязательства перед алжирской стороной. За этот период на участке Эль-Ассель были проведены сейсморазведочные работы 2D объемом 200 погонных км, 3D – 3098 км², пробурено девять поисковых и оценочных скважин общей протяженностью 41,4 тыс. метров. В результате были открыты и оценены четыре газонефтяных месторождения, их разведанные запасы должны быть утверждены алжирской стороной при переходе на этап разработки.

ПЕРСПЕКТИВЫ АЛЖИРА

Главными потребителями как трубопроводного, так и сжиженного природного газа Алжира остаются европейские страны, включая Турцию. На них приходится до 90% всех экспортных поставок. В апреле 2017 года в Брюсселе прошло совещание глав энергетических ведомств Алжира и ЕС, в ходе которого комиссар Евросоюза по вопросам климата и энергетики Мигель Ариас Канет заявил, что Европа намерена заметно углубить партнерство в газовой сфере с Алжиром. По его признанию, «географическая близость и наличие хорошей инфраструктуры для транспортировки сырья из Алжира в Европу делают его очень привлекательным для увеличения присутствия на европейском рынке».

Потенциальные возможности для расширения газового экспорта у Алжира действительно есть. Так, разведанные запасы «голубого топлива» в стране составляют около 4,6 трлн м³, хотя реально извлекаемыми являются

до 2,5 трлн м³. При нынешних сравнительно невысоких темпах добычи данного объема Алжиру хватит на 30 лет. Однако две трети территории страны еще не подвергались геологоразведке (как и шельф, на котором, по мнению специалистов, велики шансы открыть крупные месторождения нефти и газа).

Что же касается инфраструктуры для транспортировки «голубого топлива», то уже сейчас Алжир в состоянии доставлять иностранным потребителям вдвое большие объемы, чем экспортируется на практике. Страна располагает тремя экспортными газопроводами. Два из них идут по дну Средиземного моря в Испанию: Магриб – Европа (другое название – Pedro Duran Farrel) и Medgaz. Их общая пропускная способность составляет 20 млрд м³ в год. Третья магистраль – Transmed (36,1 млрд м³ в год) – соединяет Алжир и Италию. Мощность имеющихся в стране СПГ-терминалов достигает 33 млрд м³ в год. Но все эти объекты работают гораздо ниже своих возможностей.

Кроме того, ожидается ввод в эксплуатацию новых газотранспортных коммуникаций. В частности, идущего в Испанию газопровода Midcat пропускной способностью 7 млрд м³ в год. Его сооружение долгое время откладывалось ввиду недостаточного интереса к газопроводу со стороны поставщиков газа, однако в марте 2015 года он, наконец, был включен в список проектов общего интереса в ЕС. Его ввод планируется не ранее 2020 года. Кроме того, также в ближайшие годы возможно строительство еще одного газопровода в Италию.

Поскольку Алжир является крупнейшим на африканском континенте производителем и ведущим экспортером природного газа из этого региона в Европу, он представляет для «Газпрома» особый интерес

Впрочем, перспективы наращивания поставок алжирского газа в Европу могут оказаться под вопросом. Так, в январе 2019 года Алжир предупредил Испанию и Португалию о предстоящем сокращении экспорта из-за быстрорастущего внутреннего спроса. Вполне возможно, что к 2022 году поставки газа из этой североафриканской страны полностью прекратятся. «Нам хватит только на наши внутренние нужды», – откровенно заявил министр энергетики Алжира Мустафа Гитони.

ЕГИПЕТ – НОВЫЙ ГАЗОВЫЙ ХАБ

В 2015 году итальянская компания Eni сообщила об обнаружении в Средиземном море, у берегов Египта гигантского месторождения газа. Это месторождение, получившее название Зохран, находится на глубине 1,5 км и занимает площадь 100 км². По оценкам компании, его

запасы могут достигать 850 млрд м³, что делает его одним из крупнейших в мире и крупнейшим в Средиземном море (до сих пор самым крупным здесь считалось открытое в 2004 году израильское газовое месторождение Левиафан, запасы которого оцениваются в 450 млрд м³). Генеральный директор Eni Клаудио Дескальци заявил: «Данное месторождение способно обеспечить потребности Египта в газе на многие десятилетия».

Сейчас Египет позиционирует себя как потенциальный региональный газовый хаб и заявляет о своем намерении экспортировать «голубое топливо» на европейские рынки

Для Египта открытие месторождения Зохран стало очень важным событием, поскольку страна находилась на грани полного истощения запасов газа, а его потребление в последние годы быстро росло.

Сейчас Египет позиционирует себя как потенциальный региональный газовый хаб и заявляет о своем намерении экспортировать «голубое топливо» на европейские рынки. Но для «Газпрома» это вряд ли станет проблемой. Шансов на резкий рост экспорта у Страны пирамид не так уж много, поскольку основная проблема здесь – отсутствие необходимой инфраструктуры. Сегодня она позволяет отправлять на экспорт не более 14 млрд м³ газа в год. Заместитель генерального директора Фонда национальной энергетической безопасности Алексей Гривач отмечает в этой связи: «В лучшем случае Египет сможет вернуться в клуб нетто-экспортеров СПГ и закрепиться в нем на какое-то время. Впрочем, и этого не так просто будет достичь, если потребление газа продолжит расти».

Хотя шансы стать центром реэкспорта в Европу и хабом для «голубого топлива» у Страны пирамид имеются. В сентябре 2018 года было подписано межправительственное соглашение по строительству магистрального газопровода от месторождения Афродита, расположенного в исключительной экономической зоне Кипра, до Египта. По словам министра нефти Египта Тарек аль-Муллы, «это соглашение станет важным шагом на пути максимизации выгод от открытия кипрских газовых месторождений». Кроме того, сооружение нового газопровода будет способствовать дальнейшим геологоразведочным работам в регионе, развитию сотрудничества и обеспечению стабильных поставок газа в ЕС. Точные сроки реализации проекта пока неизвестны, однако Кипр рассчитывает, что первый газ на СПГ-завод в Египте начнет поступать в 2022 году. Много будет зависеть от динамики привлечения инвестиций. Помощь Египту обещал Евросоюз. В апреле 2018 года Брюссель и Каир подписали меморандум о взаимопонимании в области энергетики на 2018–2022 годы. Согласно этому документу, ЕС поддерживает идею создания в Египте энергетического хаба. Базовым

месторождением для него станет Зохран, но также к нему будут подключены месторождения Левиафан и Тамар в Израиле и Афродита на Кипре.

Но будем откровенны: планы ЕС и Египта построить газопровод в Европу могут так и остаться планами, поскольку на пути этого проекта стоит немало объективных преград. Да и Европа очень не любит раскошелиться на сооружение новых газопроводов – особенно тех, выгода от которых в долгосрочной перспективе может оказаться сомнительной.

В сентябре нынешнего года египетский министр нефти Тарек аль-Мулла объявил о том, что «к концу 2019 года Египет начнет получать израильский природный газ». Он отметил, что это позволит стране стать центром реэкспорта «голубого топлива» в Европу. Планируется, что первоначально Египет будет получать около 5,7 млн м³ в сутки, а к 2020 году поставки возрастут до 14 млн м³ в сутки.

Падение внутренней добычи в странах ЕС, сокращение экспорта из Алжира и Норвегии, а также ценовое преимущество российского газа обеспечивают «Газпрому» отличные возможности для увеличения поставок в Европу

Израильские компании Delek Drilling LP, Noble Energy и египетская Egyptian East Gas в 2018 году подписали соглашение о получении контроля над трубопроводом East Mediterranean, который соединяет южный Израиль с Синайским полуостровом в Египте. Это устранило основное юридическое препятствие для реализации экспортного контракта, подписанного в феврале прошлого года. Напомним, что данный газопровод первоначально был построен для экспорта египетского газа в Израиль, но простаивал в течение шести лет. Египет приостановил поставки

по нему в 2012 году из-за нехватки газа на внутреннем рынке, а также в связи с неоднократными нападениями боевиков-исламистов на сухопутный соединительный участок трубопровода на Синае. Но сейчас эти проблемы в определенной мере разрешены, поскольку египетская армия взяла данный регион под жесткий контроль. К тому же в Египте имеются заводы по сжижению газа, которые Израиль и хочет использовать для поставок собственного газа европейским покупателям. Таким образом, Noble Energy и Delek избавляются от необходимости строить собственные газопроводы или заводы по сжижению.

ГИБКОСТЬ «ГАЗПРОМА»

Падение внутренней добычи в странах ЕС, сокращение экспортных возможностей Алжира и Норвегии, а также ценовое конкурентное преимущество российского газа обеспечивают «Газпрому» отличные возможности для увеличения поставок «голубого топлива» в Европу. На сегодняшний день портфель долгосрочных контрактов газового холдинга предусматривает сбыт не менее 4 трлн м³ в странах дальнего зарубежья (за весь срок действия соглашений).

Кроме того, «Газпром» наращивает продажи газа через электронную торговую платформу (ЭТП). Это обеспечивает компании дополнительную гибкость – как по ценам, которые привязаны к спотовому рынку, так и по географии поставок.

В январе 2019 года «Газпром экспорт» сообщил о начале продаж газа через ЭТП с отправкой на крупнейший в Европе газовый хаб Title Transfer Facility (TTF) в Нидерландах. С этой торговой площадки, специализирующейся на торговле трубопроводным и сжиженным природным газом, топливо продают по всей Европе, включая Великобританию. По мнению экспертов, выход «Газпрома» на TTF может свидетельствовать о готовности компании снижать цены на газ вплоть до демпинговых. Это станет дополнительным препятствием для укрепления на европейском рынке конкурентов российского концерна – в первую очередь американцев со своим СПГ. 



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



Снова пылающий КОНТИНЕНТ

Латинская Америка оказалась в тисках энергетических противоречий

ПАВЕЛ БОГОМОЛОВ

Кандидат политических наук

Обширный регион Земли, простирающийся от южной границы США по реке Рио-Гранде до Антарктиды, вновь, как и полвека назад, становится «пылающим континентом». В XX столетии Латинская Америка и Карибский бассейн горели повстанческими движениями и локальными войнами под разными, но всегда идеологическими флагами. Сейчас, к счастью, этого нет. Но материк все же накален экономической турбулентностью, социальным хаосом и кампаниями гражданского неповиновения. Более того, они связаны с нефтью, газом и энергетикой в целом, а также с геополитическим противоборством вокруг ТЭК.

ЧИЛИЙСКАЯ ВОЛНА ПРОТЕСТОВ

В результате массовых беспорядков, унесших жизни как минимум 20 человек и причинивших ущерб более чем на \$1 млрд, президент Чили Себастьян Пиньера был вынужден ввести чрезвычайное положение в ряде

городов страны. Как следствие, был отменен саммит АТЭС, намечавшийся в Сантьяго на 16–17 ноября, а также Климатический форум COP-25, запланированный там же на период 2–13 декабря.

На сорванном саммите АТЭС ожидалось примирительное заявление Дональда Трампа о временном прекра-

щении американо-китайской торговой войны благодаря компромиссной сделке сторон. Кое-что не менее важное должно было бы произойти и на COP-25. Направляя в Сантьяго своих представителей, международное сообщество намеревалось сделать очередной шаг на пути имплементации Парижского соглашения по климату и тем самым обеспечить снижение выбросов парниковых газов в атмосферу к 2031–2032 годам. Теперь же встреча более скромного формата на ту же тему может состояться в Мадриде.

Республика Чили, слывшая витриной общественной стабильности и либерально-рыночной модели как наилучшего для континента направления социально-экономического развития, оказалась накрыта волной беспорядков, которых страна не видела со времен прихода к власти диктатуры генерала Аугусто Пиночета в 1973 году. Из 18 млн чилийцев в них принял участие один миллион. Причин недовольства было множество. Но любопытно, что пружинами вспышки гнева послужили решения властей, связанные с энергетическими тарифами. Из-за дороговизны электричества повысилась цена билетов столичной подземки. Недаром ключевое место в списке правительственных мер по смягчению социального конфликта заняло президентское обещание сократить тарифы на электроэнергию. А всего программа национального примирения обойдется стране в \$1,2 млрд.

При этом Чили не располагает значительными запасами углеводородного сырья. Так что в этом андском государстве, естественно, не звучат провокационные призывы, характерные для ряда нефтегазодобывающих стран: «Собственных энергоресурсов у нас полным-полно, так что будьте добры удешевить и бензин, и свет!»

А вот в соседней с Чили стране – в Боливии – громче всего слышатся как раз подобные лозунги: «При таких астрономических запасах «голубого топлива», как у нас, все мы богатели бы день ото дня. Мешали разве что социалисты во главе с засидевшимся с 2006 года президентом Эво Моралесом».

Пружинами вспышки гнева населения Чили послужили решения властей, связанные с энергетическими тарифами. Из-за дороговизны электричества повысилась цена билетов столичной подземки

СВОЙ СЦЕНАРИЙ ДЛЯ БОЛИВИИ

После оспоренных оппозицией итогов октябрьских выборов и несогласия с избранием президента-социалиста Эво Моралеса на четвертый срок, Боливия оказалась в тупике. Многие обозреватели утверждали:

как и в Каракасе, в Ла-Пасе возникнет двоевластие. То есть находящийся с 2006 года в президентском дворце глава государства будет стремиться сохранить власть, ссылаясь на 46% поданных за него голосов. А выдвигенец правых сил Карлос Меса, не признавший поражения (по официальным подсчетам, он получил 36% голосов), превратит свой штаб в альтернативный центр власти. И дуэль затянется надолго.

Но на деле для смены режима, в отличие от Венесуэлы, потребовалось три недели беспорядков. Вспыхнув 20 октября, они были названы Моралесом госпереворотом. Продлить хотя бы шаткий баланс не помогло даже президентское обещание провести внеочередные выборы уже в январе 2020 года. После нападения разъяренных толп на дом главы государства вооруженные силы и правоохранители, заявив об отказе охранять лидера и гарантировать его курс, призвали первых лиц к уходу со сцены. Более того, в Санта-Круссе, Сукре и Кочабамбе полиция присоединилась к оппозиции.

Столкновения между сторонниками и противниками Моралеса стали столь яростными, что работу вынуждены были остановить все нефтегазовые объекты в Боливии

Оставшись без защиты армии, Моралес и его заместитель Альваро Гарсиа Линера, а также министры и члены Высшего избирательного суда объявили о сложении своих полномочий. «Очень болезненно мы переживаем насилие и агрессию, развязанные сторонниками проигравших партий, противостояние между гражданами страны, – посетовал Эво Моралес. – По этой и многим другим причинам я ухожу в отставку и направляю письмо в парламент Боливии».

Куба и Венесуэла назвали смещение Эво Моралеса и его замену вторым вице-спикером парламента (и представительницей оппозиции) Жанин Аньес ничем иным, как путчем. Гавана и Каракас призвали все страны мира высказаться за сохранение жизни и свободы покинувшего пост президента и его соратников.

По данным боливийской газеты Pagina 7, стоило самолету экс-главы государства вылететь из аэропорта Эль-Альто, то есть покинуть столицу, как акты мародерства и поджогов в домах и квартирах госслужащих возобновились с еще большей силой. Похоже на то, что «конец революционной тирании» выливается не в «начало эры милосердия», а в жестокое сведение счетов.

Одни СМИ сообщили, что Моралес взял курс на Аргентину (ставшую, наряду с Парагваем, импортером боливийского газа), другие – что он приземлился где-то в боливийской глубинке, третьи – что президент и его семья остались в Ла-Пасе и попросят политического убежища в посольстве Мексики, а четвертые – что он и вовсе улетел в Мехико...

О том, что в действительности произойдет со свергнутым лидером и его командой, судить трудно. Но зато другое известно точно. Столкновения между сторонниками и противниками Моралеса еще 20 октября стали столь яростными, что работу вынуждены были остановить все нефтегазовые объекты в Боливии. Для внешнеэкономических интересов России в данной стране это отнюдь не безразлично: в стране активно и вполне успешно работал «Газпром» (в партнерстве с национальной компанией YPFV, а также с французской Total и другими инвесторами). В июле нынешнего года Владимир Путин отметил на кремлевской встрече с Моралесом, что «Газпром» вложил полмиллиарда долларов в развитие нефтегазовой отрасли Боливии. А госкорпорация «Росатом» возводит центр ядерных исследований, стоимость которого, в соответствии с мартовским соглашением 2016 года, составляет \$300 млрд.

«Возникла ситуация, когда власти нет совсем... Безвластие», – так отозвался Владимир Путин на тревожные вести из Боливии в ходе пресс-конференции по итогам саммита БРИКС в Бразилиа. Вместе с тем президент, по сообщению РИА Новости, «рассчитывает, что кто бы к власти ни пришел в Боливии, интерес к развитию отношений с Россией сохранится». Надеяться на это в столь трудные времена приходится, судя по всему, и «Газпрому».

В консервативных кругах Южной Америки велико желание перевести непомерную политизацию любых социальных процессов вокруг ТЭК в самое недоброе русло

БЕНЗИНОВЫЙ БУНТ И «РУКА МОСКВЫ»

В консервативных кругах Южной Америки велико желание перевести непомерную политизацию любых социальных процессов вокруг ТЭК в самое недоброе русло. Это копирование подчеркнуто западной, навязанной из НАТО повестки. В частности, если пресловутые «русские хакеры» изощренно срывают демократический процесс не где-нибудь, а в самих Соединенных Штатах (!), то должен же быть обнаружен такой же «кремлевский след» и в манипулировании политикой нефтегазоносных стран Латинской Америки! Без этого они выглядели бы на страницах СМИ как-то несовременно. Возложение на Москву вины за разрушительные «бензиновые мятежи» в Эквадоре – как раз из разряда таких подходов, яркий пример попытки свалить с больной головы на здоровую.

Первого октября нынешнего года президент Эквадора Ленин Морено подписал указ, больно ударивший по большинству населения страны. Согласно ему, уже с 3 октября были отменены субсидии на дизельное топливо и бензин. И ведь это в стране с богатейшими ресурсами углеводородов на суше и на шельфе! Казалось бы,

нет препятствий для наращивания добычи и обеспечения страны дешевыми энергоресурсами. Тем более что нынешней осенью Эквадор уже во второй раз покидает ряды ОПЕК, и ему не надо ограничивать свою добычу из-за действия соглашения ОПЕК+. Однако глава государства в своих попытках залатать госбюджетные прорехи не нашел ничего лучшего, чем взвинтить розничные цены на заправках. Вот они и поднялись, разозлив сограждан, на 120%.

Кошмарные масштабы беспорядков, вспыхнувших сразу после опасного президентского упражнения в политекономии, трудно себе представить. Уличные бунты и баррикадные бои, захваты городов и поселков толпами негодующих эквадорцев были ужасающими. Власти республики, включая самого президента Морено, едва спаслись из правительственных кварталов, объятых кампанией гражданского неповиновения. А ведь Рафаэль Корреа – экс-президент Эквадора, выпускник Гарварда с марксистскими взглядами – недаром отговаривал в прессе своих ультра рыночных преемников: с горючим не экспериментируйте! Достаточно вспомнить трагические события в Венесуэле в 1989 году, когда правительство страны под давлением МВФ резко подняло цены на бензин. Тогда после столкновений между полицией и демонстрантами на мостовых и тротуарах Каракаса осталось более 300 убитых! Иными словами, в нефтедобывающих странах «третьего мира», где невысок уровень жизни, лучше не шутить с розничными ценами на топливо.

Расписавшись в бессилии, эквадорское правительство все же отменило злополучный указ. Ну а его оппоненты, в свою очередь, прекратили акции неповиновения. Но ситуацией воспользовались мастера детективного жанра, посвятившие себя разоблачению «кремлевского вмешательства». В эквадорских событиях тоже нашли очередной «русский след». Отличилась глава эквадорского МВД Мария Паула Ромо. Она заявила, что часть материалов в социальных сетях с критикой в адрес властей страны в разгар протестов отправлялась с российских IP-адресов. Как сообщила газета El Comercio, прокуратура страны тут же попыталась найти «пружины московского вмешательства» и определить, была ли «координация между разными общественными движениями, местными властями и силами, находящимися за пределами Эквадора».

РОКОВАЯ УТЕЧКА

В отличие от сравнительно небольшого по площади Эквадора, огромная Бразилия не склонна винить в своих энергетических проблемах внешний мир, она стремится решать их самостоятельно. И все же бывают особые случаи, когда даже этот региональный гигант не в состоянии удержать ту или иную проблему «на внутренней орбите». Это, в частности, касается произошедшего недавно загрязнения нефтью сотен миль побережья страны. Ущерб для курортов и морского промысла Бразилии оказался попросту катастрофическим.

Анализ показал, что углеводороды, обнаруженные на бразильских пляжах, были извлечены на трех месторождениях соседней Венесуэлы. По-видимому, произошла гигантская утечка с танкера, перевозившего нефть этой южноамериканской страны.

Но официальный Каракас категорически отказывается признать свою ответственность. Именно поэтому Бразилия обратилась в Организацию американских государств с требованием наказать Венесуэлу за «величайшее экологическое преступление XXI века в Западном полушарии». Но как же репрессировать и без того блокированную Венесуэлу, на которую Вашингтон уже наложил финансовые, технологические и торговые санкции?

Быть может, Москва, с учетом своих особых отношений «стратегического партнерства» с Каракасом, могла бы отчасти смягчить этот конфликт между двумя странами Латинской Америки?

ДОБРЫЕ ВЕСТИ ИЗ БРАЗИЛИИ

Бразилия, как и ее соседка Колумбия, демонстрирует в последние годы ускоренное развитие ТЭК. Колумбия, которую полвека назад никто всерьез не рассматривал как потенциально крупного производителя углеводородного сырья, довела нефтедобычу до 1 млн барр/сут. (это примерно эквивалентно всему объему нынешней добычи в Венесуэле). В свою очередь, нефтегазовый сектор Бразилии в начале XXI века пережил «буровую лихорадку». Однако затем он погряз в трясине коррупционных скандалов, которые подпортили карьеры двух президенто-социалистов: Луиса Инасио Лула да Силва и Дилмы Русеф. Государственный монополист – компания Petrobras – обрела одиозную репутацию очага казнокрадства.

Нового главу государства Жаира Болсонару можно критиковать за «подыгрывание» США, но в одном властям Бразилии не откажешь – они проводят последовательную политику рыночных реформ в ТЭК. Результаты такой политики налицо. В ноябре нынешнего года желание участвовать в очередном лицензионном раунде по распределению нефтегазоносных блоков подтвердили 14 крупнейших мировых корпораций. Ожидалось, что сумма одних только бонусов от победителей тендеров составит \$26,4 млрд, хотя на сей раз итоги тендера оказались, увы, намного скромнее.

Да, бонусы растут, что воспринимается инвесторами далеко не с радостью. Но зато они знают: власти Бразилии не будут ужесточать законодательство в сфере недропользования под лозунгами ресурсного национализма. Так, требования к транснациональным компаниям касательно доли используемых ими местных оборудования, услуг и кадров в Бразилии гораздо ниже, чем в странах Африки.

В Бразилии также уже не первое десятилетие активно развивается производство альтернативного вида топлива – биоэтанола. Сегодня в стране эксплуатируется больше автомобилей, работающих на биоэтаноле, чем на бензине и дизеле. Около 65% урожая сахарного тростника направляется на производство горячего и только 35% – сахара.

В частности, этот бизнес активно развивает китайский инвестор – трейдинговый гигант COFCO. Как сообщил глава компании Марселу де Андраде в кулуарах форума Datagro-2019, на трех из четырех принадлежащих COFCO в Бразилии заводах строятся дополнительные дистилляционные колонны и резервуары для увеличения выпуска биотоплива.

Причем китайские компании все чаще интересуются покупкой плантаций сахарного тростника и заводов по его переработке в Бразилии.

Однако главное в бразильском опыте то, что использование нетрадиционных, возобновляемых источников энергии (в том числе биомассы) не ведет, как почему-то считается в России, к снижению роли углеводородов. Напротив, роль «большой нефти» возрастает: ее добыча в Бразилии достигла 3,1 млн барр/сут.

Поэтому неудивительно, что президент Бразилии Жаир Болсонару в ходе своего недавнего визита в Саудовскую Аравию заявил о возможности официального вступления этой южноамериканской страны в ОПЕК. Если это станет реальностью, то гигант Амазонии станет третьим, после Саудовской Аравии и Ирака, крупнейшим производителем нефти в рамках ОПЕК.

«ОБРАТНЫЙ ХОД» МЕКСИКИ И АРГЕНТИНЫ

Иная ситуация складывается в Мексике. Там, на фоне массового негодования по поводу планов Трампа возвести пограничную стену длиной около 2 тыс. км и разгромных подходов США к латиноамериканской иммиграции в целом, президент с социалистическими взглядами Андрес Мануэль Лопес Обрадор явно «сдвинул влево» энергетическую реформу, начатую его предшественником еще в 2014 году. Возрождаются госконтроль и система льгот для национальных нефтегазовых компаний. Заветы президента Ласаро Карденаса, национализировавшего мексиканский ТЭК в 1938 году, снова подняты на щит. В выигрыше оказываются проекты, которые реализует национальная корпорация Pemex (хотя и показавшая себя не очень-то расторопной в ходе глобального глубоководного бума в начале XXI века). Между тем около 84% месторождений страны остаются недоступными для зарубежных инвесторов.

Не развернется ли в сторону ренационализации и еще одна крупная держава региона – Аргентина? Настроения там – не в пользу свободного рынка и рекомендаций МВФ. Послушные консерваторы проамериканского толка во главе с Маурисио Макри правили бал недолго – всего четыре года. Получив 41% голосов на недавних президентских выборах, Макри в первом туре уступил левоцентристу Альберто Фернандесу, набравшему 48%. Это сподвижник экс-главы государства Кристины Киршнер, которая выдвигалась на пост вице-президента. Как это может повлиять на планы по разработке крупнейшего сланцевого бассейна Vaca Muerta? Да и в целом, вернется ли Буэнос-Айрес к своим прежним намерениям поскорее привлечь

в энергетику страны побольше иностранных инвесторов, включая российских?

АНАТОМИЯ КРИЗИСА

Но, конечно, главной загадкой остается будущее Венесуэлы, погруженной в острейший социально-экономический и политический кризис. Несмотря на американские санкции, эта страна сохраняет достаточно приличный объем экспорта нефти – 800 тыс. барр/сут. (при добыче примерно 1 млн барр/сут.) Безусловно, по сравнению с прежним пиковым показателем в 3 млн барр/сут. нынешний объем экспорта выглядит более чем скромно. Основными покупателями венесуэльской нефти выступают азиатские страны.

Вместе с тем приходится признать: выдвинутая покойным Уго Чавесом теория об исключительной роли гигантских запасов тяжелой нефти в поясе Ориноко для будущего мировой энергетики не подтвердилась. Власти Венесуэлы рассчитывали, что несмотря на ужесточение условий деятельности для иностранных инвесторов, те будут все равно расталкивать друг друга локтями, пытаясь получить доступ к лакомым кускам нефтегазового пирога. Это, однако, оказалось ультрареволюционной иллюзией. Часть инвесторов в стране осталась, но многие ушли в более привлекательные регионы деятельности.

Тем не менее Венесуэла с ее гигантскими ресурсами еще может сыграть свою роль в глобальной энергетике. Ведь как минимум до середины нынешнего века углеводороды будут занимать крупнейшую долю в мировом энергодобавке. Соответственно, будет сохраняться спрос на нефть и газ, а также будет расти геополитическая роль государств, обладающих их крупными запасами. По-видимому, это сегодня прекрасно понимают и в Вашингтоне. Еще вчера в США относились к чавистскому эксперименту Венесуэлы с равнодушием: пусть, мол, Южная Америка вочию увидит горькие последствия социалистических перегибов. В Вашингтоне надеялись, что боливарианская модель общественного переустройства рухнет сама по себе. Не рухнула! А между тем уже пора вовлекать венесуэльские недра в хозяйственный оборот глобальной энергетики. Вот почему с января 2019 года Венесуэла сотрясается в тисках беспрецедентного конституционного кризиса, спровоцированного США.

ПРЕУВЕЛИЧЕННЫЕ СЛУХИ

Когда распространились слухи о продаже венесуэльской государственной компании PDVSA, в Вашингтоне запаниковали. Ведь в качестве потенциального покупателя фигурировала... «Роснефть». Хотя и будучи ослабленной в результате безудержной политизации и многолетних экспериментов, PDVSA все же оценивается ориентировочно в \$186 млрд.

Власти годами взыскивают с PDVSA не только налоги. Изымаются, по сути, все мыслимые ресурсы, которые в иных условиях шли бы на гармоничное развитие топливно-сырьевого сектора экономики. Но даже такое

«обложение данью» давно уже не спасает: долг страны превышает \$156 млрд, что более чем в семь раз больше стоимости ее экспорта!

Именно это делает продажу PDVSA на корню маловероятной. Как подчеркнул, беседуя с автором статьи, один высокопоставленный дипломат из Каракаса, «существует много других, не предполагающих такую продажу вариантов, рычагов и форм партнерства с той же «Роснефтью», даже в авральном ситуации антивенесуэльской нефтяной блокады». Что верно, то верно. Да и блокада-то на поверку липовая. Да, ущерб она наносит немалый – это правда. Но полностью «отключиться» от венесуэльской нефти США пока не могут. Так, недавно Белый дом был вынужден предоставить временное исключение на ведение бизнеса с PDVSA корпорации Chevron, а также ряду сервисных компаний из США.

Колумбия, которую полвека назад никто всерьез не рассматривал как потенциально крупного производителя углеводородного сырья, довела нефтедобычу до 1 млн барр/сут., что примерно эквивалентно всему объему нынешней добычи в Венесуэле

Продажа российскому покупателю венесуэльского актива противоречила бы и Конституции Боливарианской Республики. Не отвечала бы она и уставным документам ОПЕК от 1960 года, инициатором принятия которых во многом был именно Каракас. Ведь картель создавался не для перехода национальных топливных комплексов в руки иностранных держав, а совсем с иной целью – суверенизации «большой нефти».

Кроме того, задолженность Каракаса перед Пекином составляет \$60 млрд – это намного больше, чем перед Москвой. Поэтому разумнее было бы продать PDVSA китайцам, тем более что у КНР гораздо больше финансовых возможностей. Кроме того, для Пекина политические риски оказались бы меньше, чем для РФ.

Осторожность, однако, не означает бездействия. Пользуясь своей особой близостью к высшей государственной власти в России, «Роснефть» может, даже не покупая PDVSA, многого достичь в Венесуэле. Например, реализовать идею Игоря Сечина по созданию «глобальных интегральных цепочек».

«Не было бы счастья, да несчастье помогло», – издревле говорят в России. И как знать, не поможет ли американское эмбарго против PDVSA перенаправить еще больше экспортных потоков из Венесуэлы в Азию. Ведь именно там за счет стратегических приобретений «Роснефти» (например, покупки доли в огромном индийском НПЗ «Вадианар») формируется новый центр российского сектора downstream. 



Ценообразование на газ в Индии: как политика работает против экономики

ВИТАЛИЙ ГУБАНОВ
ООО «Газпром экспорт»

Государственное регулирование внутреннего рынка природного газа в Индии характеризуется явным преобладанием политических факторов над экономическими. Это, несомненно, тормозит развитие газовой отрасли страны. По данным ВР, доля природного газа в первичном энергопотреблении Индии составляет всего 6%, что существенно ниже, чем в развитых государствах. В Европе эта доля достигает 23%, в среднем по миру – 24%. Но, учитывая масштабы индийской экономики, она в перспективе может претендовать на роль одного из мировых лидеров по потреблению этого энергоносителя.

В Индии присутствует весь набор ограничений для нормального функционирования газовой отрасли. Прежде всего, это отсутствие свободного ценообразования на внутреннем рынке, что в целом типично для развивающихся экономик. Ситуация усугубляется господством клановых связей и высоким уровнем бюрократизации, которые стали чуть ли не визитной карточкой нефтегазового бизнеса в Индии.

При всей масштабности задуманных реформ в газовой отрасли индийское правительство в первую очередь

настроено на решение краткосрочных задач. А достижение долгосрочных целей (формирование конкурентного рынка, приведение внутренних цен к уровню импортных, создание условий для масштабных иностранных инвестиций, адресная помощь отдельным группам населения) откладывается на потом. Проще продать скидки у поставщиков, чем системно решать упомянутые задачи. Вот почему Индия по-прежнему находится в ожидании подходящего момента для пересмотра импортных цен в СПГ-контрактах.

ПОПЫТКИ РЕФОРМ

Разработка справедливого механизма установления цен на газ давно является частью политических программ национальных партий и руководимых ими правительств. Дело в том, что в Индии действует весьма экзотическая модель привязки внутренних цен к мировому уровню. В отсутствие ликвидных торговых площадок она формируется как средневзвешенная по объемам потребления цена на природный газ в США, Мексике, России и Канаде. Формально цены в этих странах, за исключением РФ, не регулируются, однако в США и Канаде они характеризуются исключительно низким уровнем из-за хронического превышения предложения над спросом.

В Индии присутствует весь набор ограничений для нормального функционирования газовой отрасли. Прежде всего, это отсутствие свободного ценообразования на внутреннем рынке, что в целом типично для развивающихся экономик

Нет нужды говорить, что такая выборка служит единственной цели: при схожести с мировыми ценами сделать их максимально низкими. Еще в 2012 году партия Аама Аадми поставила под сомнение указанную увязку внутренних цен на газ с мировыми. С тех пор хорошо всем известная дилемма – администрирование или либерализация цен на газ – появляется в политических дискуссиях в Индии каждый раз, когда спотовые цены на СПГ оказываются значительно ниже контрактных, привязанных к котировкам нефти.

Вот и сейчас рыночная ситуация такова, что бенчмарк JKM для спотовых поставок в октябре составлял \$4,4/млн БТЕ, а цена СПГ, имеющая привязку к котировкам нефти, находилась на уровне \$7–10, в зависимости от контракта. В этой связи вполне вероятным кажется новый виток переговоров с поставщиками сжиженного газа в Индию.

Начиная с 1990-х годов правительство Индии проводит либерализацию газового рынка. Был принят ряд программ, направленных на реформирование добывающего сектора (The New Exploration Licensing Policy, Hydrocarbon Exploration Licensing Policy, Open Acreage Licensing, Discovered Small Fields, Enhanced Recovery). Их цели – сокращение участия государственных компаний в добыче, постепенный отказ от регулирования тарифов, создание приемлемых условий для выхода на рынок новых участников, привлечение иностранных инвестиций для освоения углеводородного сырья и т.д.

В настоящее время в стране действует три режима ценообразования на газ: администрируемый (регулятор

фиксирует цену), частично администрируемый (регулятор устанавливает верхнюю границу цены) и неадминистрируемый (регулятор не вмешивается в процесс ценообразования). Цены на газ, добываемый внутри страны, регулируются правительством в той или иной форме, уровень цен на импортный СПГ определяется контрактными условиями и спотовыми котировками.

ПРИВИЛЕГИРОВАННЫЕ ОТРАСЛИ

То обстоятельство, что цены на большую часть газа по-прежнему регулируются в интересах социальной и индустриальной политики индийского правительства, не стимулирует ни рост импорта, ни развитие внутренней добычи. Дело в том, что в Индии существует дифференцированное ценообразование для приоритетных секторов экономики, среди которых энергетика и производство удобрений. Они получают газ по более низким ценам, в то время как импортный СПГ удовлетворяет остающийся спрос. В случае если внутренних поставок газа недостаточно для удовлетворения 100% спроса в стране, СПГ также поставляется этим потребителям по субсидированной цене (см. «Цены на газ в Индии»).

На долю заводов по производству удобрений приходится треть спроса на газ в Индии. При этом использование природного газа в качестве инструмента индустриальной и социальной политики приводит к тому, что цена импортного газа, который покрывает практически половину потребностей в нем, более чем вдвое выше его стоимости на внутреннем рынке. Такие субсидии оказывают существенное давление на государственный бюджет Индии, увеличивая его дефицит. Более того, правительство страны все чаще прибегает к помощи национальных банков для финансирования заводов по производству удобрений и газовых электростанций. Согласно прогнозам ряда экспертов, расходы на эту программу в нынешнем году превысят плановый уровень на \$4,2 млрд.

Разработка справедливого механизма установления цен на газ давно является частью политических программ национальных партий и руководимых ими правительств

Свою несостоятельность показала и другая практика – сокращение субсидий государства на импортный СПГ для газовых электростанций. Так, в период 2014–2017 годов снижение более чем на 50% бюджетных ассигнований на приобретение газа для электрогенерации привело к финансовой нестабильности и потенциальному банкротству 31 электростанции, на долю которых приходится почти 60% газовой генерации (см. «Субсидии на газ в Индии»).

ЦЕНЫ НА ГАЗ В ИНДИИ

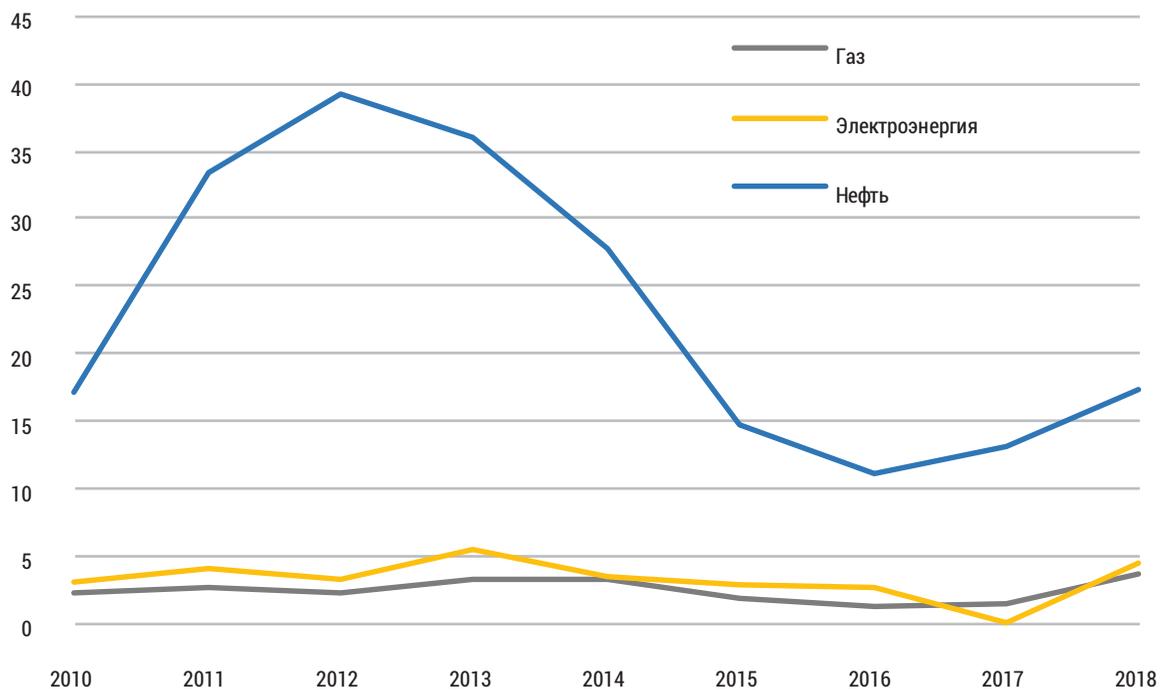
\$/млн БТЕ



Источник: IHS Markit, Petronet LNG, Ministry of Petroleum and Natural Gas

СУБСИДИИ НА ГАЗ В ИНДИИ

\$млрд



Источник: IEA

ЦЕНЫ НА ГАЗ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ ИНДИИ В 2016–2019 гг.

\$/млн БТЕ



Источник: Petroleum Planning & Analysis Cell of India

Планы строительства некоторых генерирующих мощностей предполагали поставки газа с месторождения KG-D6, разрабатываемого компанией Reliance Industries. Поэтому инвесторы были не готовы к росту операционных затрат на импортируемый СПГ (с марта 2013 года, когда поставки из внутренних источников прекратились). Такой просчет инвесторов следует рассматривать не как отдельный случай, а как следствие ручного регулирования цен на газ в стране.

ТРИ УРОВНЯ ОПТОВЫХ ЦЕН

Система ценообразования на газ в Индии за последние пять лет претерпела множество изменений. И сегодня она состоит из трех уровней. Для большинства соглашений о разделе продукции действует формула, утвержденная администрацией премьер-министра Нарендры Моди. Как уже отмечалось, цена на газ, уплачиваемая отечественным добывающим компаниям, определяется исходя из цен на природный газ в США, Мексике, России и Канаде, взвешенных по объему потребления данного энергоносителя. Эти цены пересматриваются дважды в год на основе статистической информации о ценах и объемах в этих странах за предыдущие четыре квартала с временным лагом в один квартал и устанавливаются на основе теплотворной способности.

Очевидно, что такая увязка цен на природный газ в Индии с международными рынками носит искусственный характер и не отражает состояние внутреннего национального рынка. Ведь имеется ряд отличий по основ-

ным фундаментальным факторам с перечисленными странами-индикаторами. В первую очередь это касается ситуации с предложением газа.

Осознавая, что такое ценообразование ограничивает добычу газа на сложных месторождениях, правительство в целях ее стимулирования ввело исключения в действующую практику формирования цен. Компании, осваивающие новые глубоководные и сверхглубоководные месторождения, получили возможность продавать газ по договорной цене. Однако их верхний уровень был ограничен. Фактически предельная цена в таких исключительных случаях стала определяться на основе конкуренции «газ-субститут». В роли субститутов выступали мазут, уголь, нефть и СПГ. Предельная цена рассчитывалась как наименьшая из следующих:

- ◆ импортная цена на мазут;
- ◆ средневзвешенные среднегодовые импортные цены на уголь (30%), нефть (30%) и мазут (40%);
- ◆ цена импортного СПГ (см. «Цены на газ на внутреннем рынке Индии...»).

Для некоторых месторождений в зависимости от сроков начала эксплуатации и объема ресурсов стоимость добытого газа подлежит пересмотру каждые пять лет с учетом динамики цен на нефть. Для примера, цена газа с месторождения KG-D6 составляет \$4,2/млн БТЕ при стоимости нефти марки Brent в \$60/барр, а средневзвешенная цена газа из месторождений Панна-Мукта-Тапти – \$5,62/млн БТЕ.

Третий уровень – цена импортного СПГ, приобретаемого по долгосрочным контрактам и на спотовом рынке. Контрактные цены на катарский СПГ до 2015 года нахо-

МЕХАНИЗМЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ИНДИЙСКОМ РЫНКЕ ГАЗА, 2017 г., млрд м³

Механизм ценообразования	Внутреннее производство	Импорт	Потребление
Цена, имеющая привязку к котировкам нефти и нефтепродуктов	4,5	14,8	19,3
Цена, определяемая взаимодействием спроса и предложения на газ	27,6	10,4	38,0

Источник: IGU

дильсь на уровне \$12–13/млн БТЕ и были привязаны к усредненному за 60 месяцев индексу JCC. Согласно новым условиям, нефтяная индексация сохранилась, но уже применяется трехмесячная средняя котировок нефти Brent.

В сравнении с регулирующим механизмом, при котором создается возможность для вмешательства государства или лоббирования интересов частной компании (поскольку оценки носят субъективный характер), процесс установления цен в соответствии с динамикой индекса JCC более прозрачный.

То обстоятельство, что цены на большую часть газа по-прежнему регулируются в интересах социальной и индустриальной политики индийского правительства, не стимулирует ни рост импорта, ни развитие внутренней добычи

Данные исследования Международного газового союза (IGU) свидетельствуют о преобладании в импорте СПГ механизма нефтяной индексации, в то время как на внутреннем рынке Индии доминирует увязка с мировыми газовыми рынками (см. «Механизмы ценообразования на индийском рынке газа»).

ВПЕРЕДИ ДОЛГИЙ ПУТЬ

Согласно планам индийских властей, дальнейшее реформирование системы ценообразования на газ в стране связано со скорым запуском национального торгового газового хаба. Разработку необходимой нормативной базы для создания и функционирования торговой площадки индийский регулятор доверил консалтинговой компании KPMG. Первоначальный отчет консультантов содержал ряд рекомендаций:

- ♦ повышение доступности природного газа за счет увеличения внутреннего производства;
- ♦ стимулирование импорта СПГ;
- ♦ завершение строительства трубопроводной системы;
- ♦ более быстрое развертывание городских газораспределительных сетей в стране.

Одним из ключевых элементов реформирования индийского газового рынка станет либерализация условий доступа к газотранспортной инфраструктуре. Исторически в секторе распределения и транспорта газа доминирует государственная компания Gas Authority of India (GAIL), которой принадлежит свыше 70% ГТС страны. В целях поддержки строительства новых трубопроводов индийское правительство в конце 2006 года лишило компанию исключительных прав в этой сфере. В результате на рынке транспортировки газа появился еще один участник – частная компания Reliance Gas Transportation Infrastructure Ltd. (RGTIL). В 2007 году между этими компаниями было заключено соглашение об использовании трубопроводов друг друга при транспортировке газа с месторождений бассейна Krishna Godavari.

Однако, по мнению аналитиков, пока рано говорить о точных сроках начала функционирования газового хаба в Индии. Это связано с тем, что правило предоставления доступа к газопроводам третьим лицам действует лишь в отношении трети мощностей GAIL. Данный фактор может привести к конфликту интересов между GAIL и независимыми трейдерами, которым может быть отказано в доступе к трубе.

Как преодолеть это препятствие? Насколько репрезентативной станет цена газового хаба в условиях сохранения и доминирования регулируемых цен в различных их формах? На эти вопросы пока не получены однозначные ответы. Значимость проводимых преобразований не ставится под сомнение, но их результативность во многом зависит от согласованности действий индийских властей и представителей отрасли, а также от прозрачности регулятивной политики и достоверности статистических данных. Очевидно также, что реформирование ценообразования в отрасли не может ограничиться только давлением на поставщиков с целью снижения цены ради сокращения бюджетных субсидий. ❗



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!



В 2020 г. выйдут 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!

ЗАО «ИСТЮНИОН»



ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

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





WWF

25.wwf.ru

ИСЧЕЗНУВШИХ НЕ ВЕРНУТЬ,

НО ОСТАНОВИТЬ ИСЧЕЗНОВЕНИЕ
СЕВЕРНОГО ОЛЕНЯ
ПОМОЖЕТ ВАШЕ ПОЖЕРТВОВАНИЕ



Популяция северных оленей на Таймыре катастрофически сокращается. Главные угрозы – браконьерство и неконтролируемая охота.

Чтобы сохранить этих животных, необходим масштабный мониторинг и регулярные антибраконьерские рейды.

НА НОМЕР
3443

ОТПРАВЬ СМС ПРИРОДА
И СУММУ ПОЖЕРТВОВАНИЯ (ПРИРОДА100)