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

МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · VDMA · ЭКСПОЦЕНТР

НЕФТЬ РОССИИ № 11-12 2019

Нефть России

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Ноябрь–декабрь 2019

https://neftrossii.ru

Быть ли арктическому суперкластеру?

Центры роста «ЛУКОЙЛа»

«Газпром нефть»: найти и цифровизировать

Россия возвращается в Африку

Красный дракон над Каспием

Европа против энергетического диктата

Крестовый поход детей

Решать проблему изменения климата необходимо без ущерба для традиционной энергетики

Валерий АНДРИАНОВ

Пожалуй, самое яркое событие в мировой энергетике в 2019 г. было связано не с производственными достижениями или развитием инфраструктуры. Оно носило явный пиаровский характер и вызвало во многих СМИ не самые приятные исторические ассоциации. Речь идёт о появлении юной экологической активистки Греты Тунберг, которую тут же подняли на знамя так называемые защитники климата. Мол, пока взрослые проявляют полную экологическую безответственность, дети вынуждены вступить в борьбу за сохранение климата. Грета стала частым гостем самых представительных политических тусовок, привлекла внимание к своей персоне многих мировых лидеров и даже была признана журналом Time «человеком года».

Что ж, стремление Греты защитить хрупкий экологический баланс достойно всяческого одобрения и уважения. Но недаром многие эксперты и журналисты вспомнили в связи с этим одно из самых постыдных событий в человеческой истории – так называемый Крестовый поход детей, произошедший в начале XIII века. Тогда тысячи подростков со всей Европы собрались сделать то, чего не могли совершить взрослые – освободить Святую землю. Чем это закончилось – хорошо известно. Большинство детей погибли или были проданы в рабство, зато взрослые получили ещё один повод для своих многочисленных и кровавых крестовых походов.

Создаётся впечатление, что и за светлыми призывами Греты Тунберг маячат чьи-то взрослые политические и экономические интересы. И направлены они вовсе не на защиту родной планеты, а на получение прибыли путём передела энергетических рынков. Причём передел этот, опять-таки, должен состояться в пользу Запада за счёт стран Востока. Не в последнюю очередь речь идёт о вытеснении российского газа с европейского рынка, чтобы освободить место американскому СПГ (кстати, ничем не отличающемуся в плане экологической чистоты от трубопроводного газа «Газпрома»). Но, поскольку разумных аргументов для такой «рокировки» нет, приходится прибегать к эмоциональному воздействию с использованием «детских образов». Правда, и такая «психическая атака» уже не срабатывает.

«Наверное, каждая вторая рождественская ёлка, сияющая сегодня в ФРГ, освещена благодаря теплоэлектростанциям, работающим на газе из России. Если вся рыночная ниша, занятая поставками “Газпрома” в ходе обеспечения Евросоюза голубым топливом , превысила в прошлом году 34%, то для Германии, крупнейшего торгово-экономического партнёра Москвы, эта доля была и остаётся гораздо более высокой. И большинство немцев не согласны с призывами круто изменить в будущем свой энергобаланс в пользу дорогостоящего СПГ из-за океана (тем более что его поставки в долгосрочном плане отнюдь не гарантированы)», – отмечается в статье Павла Богомолова «Европа против энергетического диктата».

Впрочем, никто не отрицает того факта, что производство и использование традиционных энергоресурсов должны осуществляться эффективно и с минимальным негативным воздействием на окружающую среду. Но, чтобы этого добиться, надо не впадать в «экологическую истерику», а создавать и внедрять новые безопасные технологии. И многие российские компании уже идут по этому пути. В частности, «Газпром нефть» в 2019 г. обновила свою технологическую стратегию, предусматривающую широкое использование цифровых технологий в целях повышения эффективности бизнеса при соблюдении всех экологических требований (подробнее см. статью «Искать, найти и цифровизировать»).

Важнейшая задача российского ТЭК – обеспечить безопасную эксплуатацию углеводородных ресурсов Арктики. Решить её, опять-таки, можно за счёт передовых технологий и новых организационных подходов. В частности – путём формирования арктического мегакластера, в который вошли бы месторождения на суше и шельфе Северного Ледовитого океана. Именно комплексное освоение богатейшей кладовой энергетических ресурсов способно гарантировать и экологическую безопасность, и устойчивость энергоснабжения мировой экономики на многие десятилетия вперёд (см. статью «Быть ли новому суперкластеру?»).

Попытки новых «крестовых походов» под псевдоэкологическими лозунгами обречены на провал, потому что ведущие экономики мира не собираются в обозримом будущем отказываться от углеводородного сырья. *«Китай намерен наращивать добычу углеводородов на своей территории, но и потребности Поднебесной в нефти и газе растут год от года (в стране действует программа замещения экологически небезупречного угля иными видами топлива). Международное энергетическое агентство прогнозирует, что к 2025 г. потребление нефти в Китае вырастет до 745 млн т (объёмы импорта – до 540 млн т), а газа к 2023 г. – до 376 млрд м^3»*, – отмечается в статье А. Мишина «Красный дракон над Каспием».

Несмотря на так называемое «экологическое лобби», появляются и новые крупные игроки на мировом рынке углеводородного сырья, например Бразилия (см. статью Е. Хартукова «Новый энергетический лидер»).

Таким образом, следует отделить «мух от котлет». Да, защита окружающей среды и противостояние климатическим изменениям, безусловно, очень важны и нужны. Никто с этим не спорит. Но подходить к решению этих вопросов необходимо очень ответственно, без экологических истерик и попыток «психологических атак» с использованием несовершеннолетних. Очередной детский крестовый поход может привести только к тому, что в выигрыше окажутся те, кто сможет «детскими руками» вышвырнуть своих конкурентов с рынка. ■

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

Нефть России 16+

Журнал «Нефть России»
Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-52775, выдано 08.02.2013 г. Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ
и

РЕСУРСЫ ШЕЛЬФА 16+

Журнал «Ресурсы шельфа»
Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53542, выдано 04.04.2013 г. Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Андрей Солдатов

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН

Александр НЕКИПЕЛОВ
Академик РАН, председатель Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»

Виктор МАРТЫНОВ
Д. э .н., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Генадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Андрей КОНОПЛЯНИК
Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН
Д. с. н., профессор (ИСПИ РАН)

Владимир ТЕТЕЛЬМИН
Д. т. н., академик РАЕН, заместитель председателя Центрального совета Всероссийского общества охраны природы

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАЕН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Издатель
Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ
editor@neftrossii.ru

Над выпуском работала
Марина СОЛДАТОВА
msoldatova@neftrossii.ru

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72, +7 (916) 138-52-99

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: https://neftrossii.ru

Отпечатано в типографии
ООО «Типография ТалерПринт»
109202, Москва, ул. 1-я Фрезерная, д. 2/1, стр. 1

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 26.12.2019 г.
Цена свободная

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, содержащейся в рекламных объявлениях и других рекламных материалах

При перепечатке ссылка на журнал «Нефть России» обязательна © «Нефть России»

Обложка – © Газпром нефть

СОДЕРЖАНИЕ

NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Крестовый поход детей

Решать проблему изменения климата необходимо без ущерба для традиционной энергетики **1**

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

П. БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Европа против энергетического диктата

Попытки Вашингтона навязать странам ЕС свой сланцевый газ имеют всё меньше шансов на успех **4**

ДЕЛА КОМПАНИЙ

А. ВАЛЕНТИНОВ

Быть ли новому суперкластеру?

«Роснефть» реализует проект «Восток Ойл», предусматривающий комплексную разработку месторождений на севере Западной и Восточной Сибири **9**

«ЛУКОЙЛ»

П. БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Инновации стали явью

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»: итоги первого десятилетия **17**

А. ИВАНОВ

Центры роста «ЛУКОЙЛа»

Компания отстаёт по темпам увеличения добычи от других ВИНК, но имеет большой потенциал развития **20**

«Газпром нефть»

«Газпром нефть»

А. ВАЛЕНТИНОВ

Искать, найти и цифровизировать

«Газпром нефть» реализует новые добычные проекты в России с опорой на новейшие технологии 25

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ

А. УСОВ,
партнёр, руководитель международной практики КПМГ по оказанию услуг компаниям нефтегазового сектора;
М. МАЛКОВ,
директор;
М. ШИРЯЕВА,
менеджер
Группа операционного и стратегического консультирования
КПМГ в России и СНГ

Энергетическая трансформация

Нефтегазовые компании на рынке ВИЭ 33

АРКТИКА

Ю. БАНЬКО

Пришло ли время северного шельфа?

Несмотря на действие западных санкций, Арктика остаётся зоной международного сотрудничества 35

ТРАНСПОРТИРОВКА

С. ВОРОБЬЁВ, директор;
С. АЛИХАШКИН, эксперт
(Институт развития технологий ТЭК)

Товарная нефть – всегда коктейль

Компаундирование сырья – абсолютно необходимый процесс в технологии подготовки нефти для поставки на рынок 42

БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ

В. МИШИН

Красный дракон над Каспием

Расширяется сотрудничество нефтегазовых компаний КНР со странами Каспийского региона 46

МИРОВОЙ РЫНОК

Е. ХАРТУКОВ,
профессор Московского государственного института (университета) международных отношений МИД России (МГИМО)

Новый энергетический лидер

Бразилия может выйти на третье место в мире по добыче нефти, а также развивать другие виды энергетического бизнеса 50

Е. ХАРТУКОВ,
профессор Московского государственного института (университета) международных отношений МИД России (МГИМО)

Нефтяная промышленность Зелёного континента

Став лидером по экспорту СПГ, Австралия одновременно снижает добычу «чёрного золота» 58

Т. ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Привлекательный регион

Российские нефтегазовые компании расширяют свою деятельность в Африке 65

Европа против энергетического диктата

Попытки Вашингтона навязать странам ЕС свой сланцевый газ имеют всё меньше шансов на успех

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Наверное, каждая вторая рождественская ёлка, сияющая сегодня в ФРГ, освещена благодаря теплоэлектростанциям, работающим на газе из России. Если вся рыночная ниша, занятая поставками «Газпрома» в ходе обеспечения Евросоюза «голубым топливом», превысила в прошлом году 34%, то для Германии, крупнейшего торгово-экономического партнёра Москвы, эта доля была и остаётся гораздо более высокой. И большинство немцев несогласны с призывами круто изменить в будущем свой энергобаланс в пользу дорогостоящего СПГ из-за океана (тем более что его поставки в долгосрочном плате отнюдь не гарантированы). В прежние годы о таких трезвых настроениях мы знали по опросам общественного мнения и публикациям влиятельных СМИ. А в последнее время всё более ощутимы шаги властей ряда государств: парламенты принимают далеко идущие решения, стартуют резонансные политические демарши.

Поправки важнее, чем сам документ

Победой трезвомыслящих сил в межпартийной борьбе в немецком Бундестаге стало принятие в ноябре законопроекта о порядке применения в Германии поправок к Газовой директиве Евросоюза. Теперь под эти позитивные коррективы подпадает проект «Северный поток – 2», предполагающий прокладку трубопровода по дну Балтийского моря из России в ФРГ.

В чем же смысл вышеупомянутых поправок? В конце 2019 г. разрешение на прокладку трассы «Северного потока – 2» в исключительных экономических зонах своих акваторий вслед за Финляндией и Швецией выдала наконец и Дания, ранее пытавшаяся бойкотировать этот проект. Поэтому в США задумались над тем, к какому очередному способу «правового саботажа» надо прибегнуть, чтобы всё-таки сорвать реализацию «Северного потока – 2». Наконец, придумали: нужно подтолкнуть к дальнейшему ужесточению подхода к энергетическому импорту со «злокозненного Востока» не одну страну, а весь Евросоюз. И вот сугубо внутреннее законодательство единой Европы перенесено Брюсселем на морские участки даже тех магистралей, которые идут на территорию ЕС из третьих стран. Одно из таких правил – анбандлинг. Это обязательное разделение деятельности по добыче и транспортировке энергоресурсов между разными компаниями. Ещё один пункт – конкурентные тарифы на прокачку и доступ третьих сторон к трубе. Но Бундестаг отметил, что данные пункты временно (на срок не более 20 лет) не относятся к *«той части трубопроводов, которая находится в ФРГ»*. Пришлось, однако, пойти и на компромисс с ЕС: трассы должны отвечать ряду жёстких требований интеграционного блока.

Оговорка о порядке применения общеевропейского законодательства, принятая немецкими парламентариями, вызывает оптимизм. Более того, магистраль «Северного потока – 2» уже практически достроена и ещё в мае достигла побережья Германии – недостроенным остаётся только датский участок.

Правда, Германия вынуждена была сделать уступку Брюсселю: на отрезке магистрали «Северного потока – 2» протяжённостью всего 12 морских миль всё же будет введено упомянутое правило анбандлинга. Окончательное решение об этом Федеральное сетевое агентство ФРГ примет до 24 мая 2020 г. Однако у оператора проекта – компании Nordstream 2 AG – есть право подать заявку на предоставление режима исключения, а официальный Брюссель обязан её рассмотреть и вынести то или иное решение.

В общем и целом, всё не так плохо. Даже не подрывая Газовую директиву ЕС как таковую, парламентарии в Берлине продемонстрировали абсолютно немецкое здравомыслие. И хотя принятые Евросоюзом нормы остались в целом неизменными, предложен безболезненный путь реализации обозначенных приоритетов.

Не дадим Трампу нас разделить!

Как уже подчёркивалось, берлинские поправки к новой редакции Третьего энергопакета ЕС стали доброй вестью. Они делают возможным завершение строительства магистрали «Северный поток – 2». А ведь в своём недавнем виде Газовая директива обрекала проект на неудачу. Депутат от партии «Альтернатива для Германии» (АГ) Штеффен Котре отметил в связи с этим: *«Директива мешает "Северному потоку – 2". Она делает его невозможным, а ведь он был с самого начала возможным. Это – коммерческий проект двух стран. ЕС не должен иметь слова. Когда мы даём в данном вопросе слово Евросоюзу, то мы ухудшаем наше газовое снабжение, делаем его дороже и ненадёжнее»*.

К счастью, с учётом поправок ситуация изменилась. В «адаптированном» (под ФРГ) виде документ теперь уже отвечает интересам Германии, обеспечивая безопасность энергопоставок и защищая от давления со стороны США. Об этом хорошо сказал депутат бундестага от Социал-демократической партии Тимон Гремельс в интервью РИА Новости: *«Это важно для Европы. Мы не дадим Трампу нас разделить. Это важно для конкуренции и диверсификации рынка газа в ЕС. Это важно потому, что у предприятий появятся возможности без риска планировать свой бизнес и ещё потому, что "голубое топливо" России – это источник для большой химии. И это важно для защиты климата: с учётом планов отказа от ядерного и теплового ТЭК нам нужен газ для переходного периода»*.

В ФРГ научились сопротивляться давлению со стороны проводников курса на «глобальное энергетическое доминирование США», объявленного в июле 2017 г. Накоплен и опыт противостояния этой идеологии, безбоязненного выстраивания убедительных, наотмашь бьющих контрдоводов. Нападки США отбиваются в Берлине всё твёрже, нередко с упором на экологические аспекты. *«Эта критика – часть попыток США всеми средствами поставлять на рынок Европы газ, добытый методом гидроразрыва»*, – напомнил в интервью корреспонденту ТАСС глава комитета Бундестага по экономике и энергетике Клаус Эрнст (депутат от Левой партии). – *Штаты оказывают давление на ЕС и на все европейские страны для того, чтобы на континенте покупали как можно больше газа из Америки и при этом ещё и строили терминалы по приёмке СПГ. Причём американцев заботят собственные интересы, а не интересы Германии или Европы. Они хотят обеспечить рынки сбыта, используя недобросовестные методы»*.

В общем и целом, всё не так плохо. Даже не подрывая Газовую директиву ЕС как таковую, парламентарии в Берлине продемонстрировали абсолютно немецкое здравомыслие.

По мнению Эрнста, возможные санкции против участников «Северного потока – 2» не могут соответствовать международному праву. *«Они являются экстерриториальными – применяются за пределами США и нацелены на предприятия, которые не являются американскими. Германия и Евросоюз имеют право осуществлять такой энергетический курс, какой они считают правильным. Для этого нам не нужны… принуждения со стороны США»*, – отмечает немецкий депутат. Он также напомнил, что в Европе снижается добыча газа и без российских ресурсов не обойтись. При этом законодатель не разделяет мнения о том, что ФРГ после пуска «Северного потока – 2» будет сильно зависеть от России. *«Считаю это бессмыслицей»*, – сказал он. – *Зависимость обоюдная: нам нужен газ, а Россия хочет этот газ продавать. Уже на протяжении 40 лет это хорошо работает. Из обоюдной зависимости может получиться плодотворное сотрудничество. Оно имеет ценность и позволяет сохранять взаимопонимание, в том числе в сложные времена»*.

Интересы Киева признаны, но…

Выступая за сохранение роли Украины как транзитёра российского газа, ФРГ и другие страны Западной Европы призывают и к тому, чтобы Киев вовремя и полностью платил за «голубое топливо», которое закупается и поставляется для нужд самой Незалежной. По словам процитированного выше Клауса Эрнста, к ней накопилось «достаточно требований» по этому поводу. По мнению того же немецкого парламентария, Украина должна адаптировать *«энергетическую инфраструктуру к правилам внутреннего рынка ЕС»*. *«Прежде всего, это означает реформу компании "Нафтогаз" и модернизацию транзитных мощностей»*, – добавил депутат Бундестага.

Ещё недавно «мозговые тресты» США, защищая своих клиентов на Днепре, утверждали: это пожелание носит ультимативно-неисполнимый характер и доносится якобы только из Москвы. Теперь все видят: аналогично рассуждают на Западе все, кто не находится в разладе с элементарной логикой.

При этом законные интересы Киева не преданы забвению, и не следует пропагандистски спекулировать на сей счёт. В конце концов, разве не имеет Берлин права пожелать Киеву хороших и полноценных отношений с Москвой? *«Федеральный кабинет исходит из того*, – сказал Клаус Эрнст, – *что транзит "голубого топлива" стал… рычагом сотрудничества Украины и России, а также из того, что Киев должен сохранять уверенность в обеспеченности газом из РФ. Однако за этот газ Украина должна своевременно и гарантированно платить»*.

Ныне, когда вопреки интригам США близится пуск «Северного потока – 2», надо особо ценить готовность Кремля к продолжению газового транзита (пусть и в сокращённом объёме) через Украину. А не твердить, что Москва обязана компенсировать из своей казны потери украинской стороне (как будто это вассальная дань). В таком случае, почему бы Вашингтону или Брюсселю самим бы не спонсировать Киев за свой счёт? Вот что говорит по это-

му поводу Клаус Эрнст: *«Считаю неприемлемым сохранять транзит через Украину только лишь для того, чтобы страна продолжала получать плату за это. Если ЕС хочет дать Киеву денег, то пусть делает это на основании решений собственных институтов и из собственного бюджета»*.

Разлад с Москвой, к которому в канун крещенских морозов толкают Киев Соединённые Штаты, тревожит не только немцев, заждавшихся ввода балтийской артерии. Как подтвердил в ноябре Шестой Российско-Итальянский бизнес-семинар в Турине, беспокоятся об этом и на Апеннинах, где получают углеводородное сырьё из России уже более 50 лет. *«Вопрос, который все пока боятся поднимать, касается поставок газа из России в Италию*, – отметил Антонио Фаллико, глава совета директоров банка «Интеза» (российской «дочки» ведущей итальянской банковской группы Intesa Sanpaolo). – *Диалог Москвы и Киева о транзите газа пока не даёт однозначной уверенности в том, что такая возможность станет явью»*.

А ведь к топливному форс-мажору суровой зимы Рим не готов. В 2018 г. Италия закупила 23 млрд м^3 газа из России. На Алжир надежд всё меньше. Он не сможет экспортировать весь добываемый газ, а значит, и не сможет заместить такие объёмы. Снижение поставок из РФ привело бы и к проблемам для населения Италии, и к стагнации всей её промышленности, предрекает г-н Фаллико.

Соблазн тускнеет

Можно предположить, что политическое давление Вашингтона на Старый Свет сработало бы – пусть и отчасти – при условии высокого авторитета США, прежнего величия их сверхдержавного имиджа и неподдельного уважения огромной части мира к их государственной мудрости. Но ничего этого нет и в помине. В Западной Европе резко негативное отношение к энергетическому диктату США со стороны всех трёх основных, самых боевитых сегментов общественности, формирующих этот тренд.

С недоверием к американцам относится, во-первых, чиновничество. Во-вторых, возмущено заокеанским «топливным апломбом» многочисленное экологическое лобби. А ведь это – один из главных законодателей «общественных мод» в ЕС. Например, в Германии «Зелёные» в результате ближайших очередных или внеочередных выборов могут стать «арбитражным центром силы». И наконец, в-третьих, испытывают неприязнь к проводникам американской энергетической политики миллионы простых граждан, убеждённых в одном: катастрофическую нелегальную иммиграцию с арабского Востока в Евросоюз подстегнуло именно незаконное покушение США на нефтегазовые ресурсы Ближнего Востока и Северной Африки.

Итак, начнём с чиновников и со среднего класса ЕС в целом. Чего им не хватает для тесного альянса с США? Прежде всего, их отталкивает поведение представителей американского политического Олимпа. Так, министр энергетики и экс-губернатор Техаса Рик Перри обвинён Конгрессом в причастности к тройке «серых кардиналов», якобы вершивших политику США в Восточной Европе вместо официального Госдепа. В состав этого трио (помимо г-на Перри) также входят бывший спецпредставитель по Украине Курт Волкер и посол при Евросоюзе Гордон Сондерленд. Стоит ли удивляться, что Перри вынужден был уйти 1 декабря в отставку? Разве всё это, как и коррупционные действия отпрысков вашингтонских политиков в нефтегазовых компаниях за рубежом, – нормальный фон для контактов иностранных партнёров с Минэнерго Соединённых Штатов?

«Зелёные» тоже против

В то же время «зелёные активисты», в ряды которых влились европейское студенчество, интеллигенция и пенсионеры, презирает антиэкологизм Трампа. Он выражается и в снятии ограничений на шельфовое бурение, и в отмене запретов на прокладку трубопроводов Keystone XL и Dakota Access по территориям проживания индейского населения, и в возрождении архаичной роли угля. Даже в офисах природоохранных структур, в немалой степени финансируемых американскими филантропами, беседы с посетителями начинаются чуть ли не с проклятий в адрес «разрушителей природы» из США.

И наконец, стоит упомянуть об американских вторжениях в страны, обладающие богатыми запасами углеводородного сырья. Захваченный в 2003 г. Ирак, способный прочно занять второе место в ОПЕК по объёмам добычи нефти, охвачен мятежами, массовыми расстрелами демонстрантов и всеобщим хаосом. Глава правительственного кабинета, не сдержавший волны насилия, подал в отставку. Что будет дальше – не знает никто. Ливия, которую бомбили те же американцы, всё ещё расколота на враждующие лагеря и не способна восстановить былые объёмы экспорта углеводородов в ЕС. В Сирии войска под звёздно-полосатым флагом цепляются за плацдармы, находящиеся в местах залегания «чёрного золота» и расположения перерабатывающих мощностей (НПЗ в Дэйр-эз-Зоре). *«Мы имеем полное право распоряжаться тамошней нефтью»*, – заявил Трамп. Безусловно, европейцы, которых американский лидер обещает осчастливить своим энергетическим курсом, всё это прекрасно видят.

Требуя подчинения всего Старого Света – от пылавших в 1990-х Балкан до изрядно обезлюдевшей из-за эмиграции на Запад Балтии, – Соединённые Штаты пожелали слишком многого. Они за последние четверть века заставили ЕС принести жертвы не только репутационно-имиджевого плана. И что в итоге? Нынешняя «зима тревоги нашей» даёт горькие ответы. Если бы Европа безмятежно процветала, то она, возможно, кое-как смирилась бы с угрозой переплат за поставки СПГ из Техаса. Но, увы, континент переживает серьёзные трудности. Поэтому откровенный топливный диктат его лишь раздражает.

Турки – возмутители спокойствия

Для европейцев навязчивая «новая энергостратегия» Белого дома – прямое продолжение общей агрессивной внешней поли-

тики Америки. Депутат бундестага Штеффен Котре, говоря о желании Вашингтона определять энергетическую политику ФРГ, подчеркнул: *«Я считаю, действия США по отношению к Европе являются агрессивным с экономической точки зрения актом»*.

При этом Европа не уверена, что схема защиты её безопасности ржавыми инструментами эпохи «холодной войны» всё ещё эффективна. Так, президент Франции Эммануэль Макрон отметил год 70-летия НАТО диагнозом: *«У альянса – смерть мозга»*. Но лидер юго-восточного фланга НАТО, президент Турции Реджеп Тайип Эрдоган, посоветовал ему… *«проверить свои же мозги»* и прекратить в Сирии поддержку террористов. Под таковыми турки имеют в виду спонсируемые (в том числе, Парижем) курдские отряды. В свою очередь, Белый дом обещает Анкаре смягчить весь этот спор, если она развернётся против Москвы и откажется от закупок ракетных комплексов С-400. Видимо, другая задача – сорвать намеченный Эрдоганом вместе с Владимиром Путиным на 8 января 2020 г. запуск газопровода «Турецкий поток» – не кажется реальной даже всемогущему заокеанскому гегемону.

В ноябре Турция, не желая бросать вызов своему главному партнёру в сфере энергетики – России, отказалась от участия в ещё одной брюссельской затее. Турецкая газета Hurriyet Daily News со ссылкой на дипломатические источники пишет: *«Турция отвергла план НАТО по защите Польши и стран Балтии* (от «российской угрозы». – Авт.)». А министр иностранных дел в кабинете Эрдогана, г-н Мевлют Чавушоглу, оценил этот план ещё критичнее: *«НАТО должно действовать таким образом, чтобы удовлетворять интересы всех членов блока. То, что нужно балтийским государствам, надо и нам»*… Ну не хочет трезвомыслящая часть странчленов НАТО разделять двойные стандарты, в соответствии с которыми некоторые звенья континентальной игры заслуживают утроенной подпитки, будучи *«самыми бедными, несчастными и незащищёнными субъектами свободного мира»*.

Исключения из правил

Польша и страны Балтии, для которых НАТО (под патронатом Соединённых Штатов) выбивает нынче «режим наибольшего благоприятствования», восприняли энергетическую экспансию из-за океана восторженно.

Варшава готова идти практически на любые экономические издержки, чтобы заменить российские углеводороды американскими. Об этом свидетельствует сформированный в уходящем году «газовый треугольник»: США, Украина и Польша. В соответствии с этой схемой маршрут от терминалов польского порта Свиноуйсце, где СПГ из Луизианы и Техаса будет регазифицироваться, до Киева объявлен спасительной трассой (на просторах от Балтики до Чёрного моря). Ну а «Газпрому» передано заявление польской PGNiG о намерении не продлевать контракт на покупку газа из РФ, истекающий в конце 2022 г. Приходят отдельные сигналы о нездоровой «опережающей заинтересованности» в американском СПГ из Хорватии и некоторых других государств.

Варшава готова идти практически на любые экономические издержки, чтобы заменить российские углеводороды американскими. Об этом свидетельствует сформированный в уходящем году «газовый треугольник»: США, Украина и Польша.

Однако намного больше в Европе таких стран, которые всё внимательнее прислушиваются к прогнозу экспертов: в обозримом будущем сланцевый бум за океаном замедлится и сойдёт на нет. А рентабельные запасы сланцевого газа безнадёжно иссякнут. Эти предупреждения, всё чаще звучащие в Старом Свете, сердят адептов натовской солидарности, побуждая их взвинчивать ставки в «отбрасывании российского ТЭК». Зато такой крупной и авторитетной европейской державе, как Франция, антикремлёвские санкции, в том числе энергетические, импонируют всё меньше. Это ещё раз подтвердила недавняя встреча Эммануэля Макрона с генсеком НАТО Йенсом Столтенбергом в Елисейском дворце.

Действительно, у ведущих стран НАТО имеются немалые расхождения, причём не только в собственных рядах. Они нарастают и в диалоге с Евросоюзом. Например, тот же Макрон, вопреки призывам Ангелы Меркель, сознательно заблокировал начало переговоров о вступлении Северной Македонии и Албании в ЕС.

Геополитический ландшафт перед Рождеством

Глава Франции отправил Владимиру Путину письмо о том, что предложение России о введении моратория на размещение систем РСМД в Европе *«заслуживает тщательного рассмотрения»*. Правда, позже он высказался на эту тему несколько осторожнее, но у реакционных кругов Североатлантического альянса «осадок всё равно остался». И вот Дональд Трамп, как всегда не вовремя, вместо того чтобы смягчить ситуацию, заявил о сокращении вклада США в бюджет НАТО. Одновременно он потребовал увеличения взноса Германии с 14,8% до 16% (что уже, кстати, одобрено в Берлине). Бюджетный «раздрай» между 29 членами альянса усилился ещё больше.

И ведь все эти события прогремели в канун юбилейного форума НАТО, прошедшего 4 декабря в Лондоне! При внешней парадности мероприятия, посвящённого «историческому Вашингтонскому договору от 4 апреля 1949 г.», никому не удалось скрыть невесёлого подтекста торжеств. Британский премьер Борис Джонсон, рвавшийся к победе партии консерваторов на выборах 12 декабря, обратился к своему гостю – главе республиканской администрации США – с просьбой (это стало известно благодаря СМИ) – никоим образом не упоминать в интервью и заявлениях о симпатиях правящих кругов США к английским консерваторам. То есть даже косвенно не пытаться поддерживать британских единомышленников!

Из этого можно сделать вывод о том, как упал в Британии престиж великого заокеанского союзника. Происходит же это не где-нибудь, а в некогда сплочённом сообществе англосаксонского мира. И они ещё хотят, чтобы рекомендации и подсказки посольств США принимались за чистую монету в совершенно иных, отдалённых на тысячи миль странах…

Таков геополитический ландшафт Европы перед Рождеством. Казалось, ещё вчера у США была возможность, раскалывая Восточную и Западную Европу, протолкнуть на европейский рынок свой СПГ, произведённый из сланцевого газа, а затем превратить его в энергетическую доминанту для Старого Света. Но сегодня шансы на это резко снизились. У европейцев, противостоящих торговому протекционизму, собственным кризисам, нелегальной иммиграции и пытающихся сгладить ущерб от антироссийских санкций и контрсанкций РФ, попросту нет для этого элементарного желания. Нет заинтересованности и единодушия. И наконец, просто нет денег для создания, по большому счёту, ненужной энергетической инфраструктуры, ориентированной на потоки топливных ресурсов из-за океана. ■

Организатор:

VOSTOCK CAPITAL

ДАУНСТРИМ РОССИЯ 2020

6-ая ежегодная конференция и технические визиты

26-28 февраля 2020, Уфа, Башкортостан

Среди участников и гостей 2019:

Тимур Хайретдинов,
управляющий директор, проектное и структурное финансирование,
Газпромбанк

Аскар Хангильдин,
генеральный директор,
Завод смазочных материалов Девон

Сергей Кондратьев,
Заместитель руководителя Экономического департамента,
Институт Энергетики и Финансов

Иван Мирчев,
Начальник Управления технологий и развития производства Департамента продаж специальных нефтепродуктов,
РОСНЕФТЬ

Анна Обрывалина,
Руководитель проекта ООО «НЗСМ», руководитель направления малотоннажной химии,
Новочеркасский завод смазочных материалов, ГК Титан

Сергей Булавинов,
Глава Филиала BORSIG в России,
BORSIG

- **Технический визит на нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия республики Башкортостан:** Делегаты познакомятся с результатами модернизации предприятий и узнают о планах на дальнейшее развитие и расширение производственных мощностей.
- **Стратегии повышения эффективности действующих производств:** Эффективное управление предприятием, обслуживание и продление срока эксплуатации, повышение энергоэффективности, автоматизация производства, повышения качества конечных продуктов, импортозамещение и многое другое.
- **Case-studies. Практические примеры эффективной реализации проектов строительства и модернизации:** планирование, проектирование, выбор подрядчиков и лицензиара, поставщиков оборудования и услуг, реализация в соответствии со сметой с графиком, риски на этапе проектирования и реализации.
- **Технологии в действии!** Технологические презентации и эксклюзивная выставка инновационных технологий, оборудования, услуг для нефтегазового комплекса. Технологии переработки, углубление переработки нефтяного сырья, повышение качества нефтепродуктов. Локализация и адаптация зарубежных технологий и проектной документации.
- **Беспрецедентные возможности делового общения в официальной и неформальной обстановке!** Гала-ужин, специализированная выставка, перерывы на кофе-брейки, тим-билдинг во время технических визитов. Уникальная возможность неформального общения с теми, от кого напрямую зависит судьба отрасли нефтегазопереработки и нефтегазохимии в России!

РЕКЛАМА

Подробнее:

www.oilandgasrefining.ru
events@vostockcapital.com

+7 (495) 109 9 509

Золотой спонсор 2019:

ГАЗПРОМБАНК
Банк ГПБ (АО)

Бронзовый спонсор 2019:

BORSIG

JOYO
Our Expertise, Your Values

Партнер 2019:

SIAD MACCHINE IMPIANTI

Искать, найти и цифровизировать

«Газпром нефть»

«Газпром нефть» реализует новые добычные проекты в России с опорой на новейшие технологии

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Развитие нефтедобычи в России осложняется целым рядом как объективных, так и субъективных факторов. С одной стороны, это ухудшение структуры минерально-сырьевой базы отечественного НГК. С другой – ограничения, накладываемые на объёмы производства сырья в рамках соглашения «ОПЕК+», в котором участвует наша страна. Эти факторы ставят перед компаниями отрасли важную задачу – обеспечить ввод в эксплуатацию новых ресурсов с минимальными затратами, позволяющими достичь рентабельности бизнеса не экстенсивным, а интенсивным путём – не благодаря стремительному наращиванию ресурсов, а за счёт «умной» разработки наиболее перспективных активов. С этой задачей прекрасно справляется «Газпром нефть», которая осуществляет целый ряд масштабных добычных проектов на территории РФ, применяя широкую гамму передовых технологий, включая цифровые.

Новый Порт: система логистики выстроена

В Западной Сибири «Газпром нефть» реализует два новых крупных проекта, по которым в 2019 г. был достигнут существенный прогресс.

Первый из них – освоение Новопортовского месторождения. Оно стало первым, открытым на полуострове Ямал – наличие здесь значительных запасов углеводородов было доказано ещё в 1964 г. Однако отсутствие транспортной инфраструктуры, а также сложная геология долгое время служили непреодолимыми препятствиями для начала полномасштабной разработки Новопортовского. В активную фазу реализация этого проекта вступила лишь после 2010 г., когда «Газпром» принял решение о его передаче «Газпром нефти». Сегодня оператором проекта выступает ООО «Газпромнефть-Ямал».

Новопортовское расположено в 30 км от побережья Обской губы. Его извлекаемые запасы жидких углеводородов категорий $C_1 + C_2$ составляют более 250 млн т, газа – свыше 320 млрд м^3. Нефть месторождения – высококачественная и малосернистая.

Наличие низкопроницаемых коллекторов, многочисленные тектонические нарушения, приводящие к высокой расчленённости залежей, мощная газовая шапка – вот лишь короткий перечень сложностей, возникающих при эксплуатации запасов Новопортовского. Поэтому эффективного освоения данного объекта удалось добиться благодаря применению современных технологий: строительству горизонтальных и многоствольных скважин, проведению многостадийного гидроразрыва пласта.

Основной вопрос при реализации Новопортовского проекта заключался в том, как обеспечить вывоз сырья из этого удалённого региона. Первоначально рассматривались 12 вариантов отправки нефти, включая отгрузку железнодорожным транспортом и транспортировку по напорному трубопроводу. В итоге специалисты «Газпром нефти» совместно с учёными Крыловского государственного научного центра кораблестроения и морской техники разработали маршрут круглогодичной транспортировки сырья танкерами при поддержке атомных ледоколов. Реализуемость этого проекта компания подтвердила в 2011 г., совершив опытную проводку атомного ледокола через льды мелководной Обской губы из порта Сабетта (северо-восток полуострова Ямал) до Мыса Каменного. Первая

Нефтеналивной терминал «Ворота Арктики»

«Газпром нефть»

нефть сорта Novy Port отправилась европейским потребителям по Северному морскому пути летом 2014 г., а в 2015-м начались зимние отгрузки.

Нефть с месторождения к пункту сбора на побережье Обской губы и далее к терминалу поступает по нефтепроводу протяжённостью более 100 км. Инфраструктура, созданная на месторождении и на берегу Обской губы, позволяет осуществлять перевалку до 8,5 млн т нефти в год.

Отгрузка сырья на танкеры осуществляется с нефтеналивного терминала «Ворота Арктики». Из-за мелководья в прибрежной зоне и постоянных наносных течений разместить терминал на берегу оказалось невозможно. В итоге выбор был сделан в пользу выносного причального устройства – в 3,5 км от берега, где можно безопасно загружать крупнотоннажные танкеры. С берегом терминал соединяют комбинированный питающий и оптоволоконный кабель систем автоматизации и трубопровод для подачи нефти. Для поддержания заданной температуры сырья он спроектирован в виде двух утеплённых трубопроводов, по которым в период между отгрузками циркулирует подогретая нефть. «Ворота Арктики» – уникальное техническое сооружение высотой более 80 м, рассчитано оно на работу в круглогодичном режиме в экстремальных природно-климатических условиях.

Для обслуживания проекта «Газпром нефть» создала собственный ледокольный флот. В него вошли шесть танкеров в арктическом исполнении и два технологичных дизель-электрических ледокола. Танкеры класса Arc7 серии «Штурман», спроектированные и построенные специально по заказу компании, имеют грузовместимость 42 тыс. т при максимальной осадке 9,5 м, что позволяет им работать на малых глубинах в пресной воде Обской губы. Они способны самостоятельно преодолевать лёд толщиной от 1,4 до 1,8 м и оборудованы носовыми погрузочными устройствами для загрузки сырья с башенного терминала.

Ледоколы «Александр Санников» и «Андрей Вилькицкий» построил по заказу «Газпром нефти» Выборгский судостроительный завод. Сегодня это самые технологичные суда такого типа в стране. Они рассчитаны на 40 дней автономной работы при температуре –50 0С. На чистой воде ледоколы развивают скорость до 16 узлов (30 км/ч), за счёт наличия винторулевых колонок способны за минуту совершить разворот на 3600, а мощность силовых установок, равная 22 МВт, обеспечивает ледопроходимость до 2 м, сравнимую с проходимостью атомных ледоколов.

Весной 2019 г. было завершено формирование логистической схемы круглогодичной отгрузки и транспортировки нефти с Новопортовского месторождения. Финальным этапом проекта, на реализацию которого понадобилось четыре года, стали постановка на дежурство в Обской губе второго ледокола компании – «Андрей Вилькицкий» – и начало работы первой в мире цифровой системы управления арктической логистикой «Капитан».

Инновационный проект «Капитан» был реализован для обеспечения круглогодичного бесперебойного вывоза всего объёма добываемой нефти сортов ARCO и Novy Port и повышения эффективности управления логистикой. Аналитическая система использует различные потоки информации об объёмах суточной добычи на Новопортовском и Приразломном месторождениях и накопления сырья в нефтехранилищах; о местоположении и параметрах движения судов; о ледовой обстановке на маршрутах, графиках приливов и отливов, погодных условиях; о возможности формирования новых партий сырья. «Капитан» в режиме реального времени ведёт комплексный анализ эффективности эксплуатации флота, оценивая скорость движения, расход топлива, загрузку и т. д. Внедрение данной системы позволило значительно сократить сроки планирования и согласования операций по отгрузке нефти и оптимизировать транспортные издержки.

К новому кластеру

Инвестиции в освоение Новопортовского месторождения с начала реализации проекта составили более 300 млрд рублей, за это время введено в эксплуатацию 11 объектов инфраструктуры, добыто более 15 млн т нефти.

Наличие такой мощной транспортной инфраструктуры открывает возможности для разработки целого ряда новых активов в южной части полуострова Ямал. «Газпром нефть» формирует здесь крупный добычной кластер. Так, компания уже получила лицензии на геологическое изучение Южно-Новопортовского и Сурового лицензионных участков.

А в декабре 2019 г. компания выиграла аукцион на право пользования недрами Хамбатейского лицензионного участка. Актив площадью 340 км^2 расположен на территории Ямальского района ЯНАО и включает Хамбатейское газоконденсатное месторождение. По данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых, его извлекаемые запасы составляют 34 млрд м^3 газа и 2,6 млн т газоконденсата, а подготовленные к поисковому бурению ресурсы – 247 млрд м^3 и 20 млн т соответственно.

Компания продолжит изучение Хамбатейского участка. До 2022 г. на его территории будут проведены геологоразведочные работы, направленные на уточнение модели строения основных продуктивных пластов и добычных характеристик. Добычу на новом лицензионном участке планируется начать в 2026 г.

«Хамбатейский участок станет частью Ямальского кластера, ядром которого является Новопортовское месторождение. Разработка нового актива внесёт серьёзный вклад в долгосрочную загрузку действующей нефтяной и строящейся газовой инфраструктуры компании на юге Ямала», – подчёркивает заместитель генерального директора по разведке и добыче «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

С помощью зарубежных партнёров

Освоение новых объектов в Западной Сибири требует значительных инвестиций и передовых технологий. Поэтому компания активно привлекает в качестве партнёров ведущие зарубежные компании. Так, в июне 2019 г. в рамках Петербургского международного экономического форума «Газпром нефть» и Shell подписали документы по купле-продаже 50-процентной доли в уставном капитале предприятия «Меретояханефтегаз» и о создании на его базе совместного предприятия. Закрытие сделки планируется в конце 2019-го – начале 2020 г., после получения необходимых корпоративных и регуляторных одобрений. В соответствии с соглашением, управление компанией будет осуществляться партнёрами на паритетных началах.

«Газпром нефть»

Центральный пункт сбора нефти Новопортовского НГКМ

«Меретояханефтегаз» владеет лицензией на Меретояхинское месторождение. К моменту закрытия сделки в портфель активов СП также войдут лицензии на несколько участков разной степени освоения: Тазовский, Северо-Самбургский и два Западно-Юбилейных участка в ЯНАО. Геологические запасы месторождений, которые войдут в периметр «Меретояханефтегаза», составляют около 1,1 млрд т нефти.

«Соглашение является логичным продолжением нашего успешного сотрудничества с компанией Shell в рамках уже существующих совместных проектов. Мы видим в Shell надёжного партнера, с которым „Газпром нефть“ готова объединять профессиональные компетенции, финансовые и технологические ресурсы для реализации крупных проектов. В рамках нового совместного предприятия мы сможем эффективно раскрыть потенциал крупного углеводородного кластера на Ямале. В дальнейшем мы будем изучать новые возможности для реализации проектов с Shell, в том числе за пределами России», – отметил председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков.

Напомним, что одним из наиболее крупных проектов, который «Газпром нефть» и Shell уже много лет совместно реализуют на территории РФ, является СП «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД). С 2003 г. оно занимается освоением Салымской группы месторождений (Западно-Салымское, Верхнесалымское и Ваделыпское) в ХМАО. На базе СПД ведётся разработка и тестирование передовых методов увеличения нефтеотдачи, в том числе заводнения с использованием смеси из поверхностно-активных веществ, соды и полимеров (АСП-заводнение).

Другой давний партнёр «Газпром нефти» – испанская Repsol. В июле 2017 г. российская компания приобрела 25,02% акций ООО «Евротэк-Югра», принадлежащего Repsol. Данное СП владеет лицензиями на разведку и добычу углеводородов на участках Карабашский-1 и Карабашский-2, а также на геологическое изучение ещё ряда участков, в том числе Карабашский-3, Карабашский-9 и Килейский.

Второе совместное предприятие «Газпром нефти» и Repsol – «АСБ Гео» – владеет лицензией на геологическое изучение участка Карабашский-10.

А в декабре 2019 г. появилась информация о том, что «Газпром нефть» создаёт совместное предприятие с Repsol для геологического изучения ещё шести участков. СП будет образовано на базе принадлежащего «Газпром нефти» ООО «Карабашские-6». Планируется, что Repsol приобретёт 50,01% доли в уставном капитале предприятия. Управление СП будет осуществляться партнёрами на паритетных началах.

В состав совместного предприятия войдут участки Карабашский-17, -18, -19, -25, -26 и -27 общей площадью около 1600 км^2.

Они расположены в Кондинском районе ХМАО и характеризуются крайне низкой степенью геологической изученности. При этом они прилегают к участкам, лицензии на которые принадлежат «Евротэк-Югра» и «АСБ Гео». Синергия с новыми территориями позволит партнёрам сформировать крупный поисковый, а в перспективе и нефтедобывающий кластер.

В 2019 г. началась подготовка к геологоразведочным работам на шести карабашских участках. В 2020 г. планируется проведение 2D-сейсмики. Оператором проекта будет выступать «Евротэк-Югра».

«Создание нового СП не только является шагом к формированию масштабного поискового кластера на юго-западе ХМАО, но и подтверждает вектор на расширение сотрудничества с Repsol. У нас уже есть общие успешные проекты по геологоразведке в ХМАО. Уверен, что консолидировав компетенции и усилия в рамках ещё одного актива, мы сможем эффективнее раскрыть ресурсный потенциал малоизученной Карабашской зоны. Опыт работы с испанскими партнёрами станет нашим преимуществом и в реализации совместных проектов в перспективе», – отметил Вадим Яковлев.

Горизонты Мессояхи

Большие надежды «Газпром нефть» возлагает на проект по освоению Мессояхской группы месторождений. Первое из них – Западно-Мессояхское газонефтяное – было открыто в 1983 г., второе – Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное – в 1990-м. Это самые северные из разрабатываемых нефтяных материковых месторождений России. Из-за сложного геологического строения и отсутствия транспортной инфраструктуры начало освоения Мессояхи пришлось отложить до второго десятилетия XXI века.

Активная подготовка к освоению актива началась после решения о строительстве нефтепровода Заполярье – Пурпе, связывающего северные месторождения Тюменской области с нефтепроводной системой Восточная Сибирь – Тихий океан. Лицензией на разведку и разработку Мессояхи владеет АО «Мессояханефтегаз» – совместное предприятие «Газпром нефти» и «Роснефти» (50/50). Операционное управление СП осуществляет «Газпром нефть».

Несмотря на повышенную вязкость и пониженную пластовую температуру нефти (около 8 °С), на Мессояхе удалось обойтись без применения специальных технологий добычи, подготовки и транспортировки «чёрного золота», что положительно повлияло на рентабельность проекта. Однако для исключения растепления вечномёрзлых грунтов (что чревато их просадками, обвалами, в итоге, серьёзными авариями) вся инфраструктура построена над поверхностью земли. Только строительство основных объектов – центрального пункта сбора, приёмосдаточного пункта и газотурбинной электростанции – потребовало доставки на месторождение по временным зимним дорогам около 50 тыс. т свай.

Добыча нефти на Восточно-Мессояхском месторождении, с которого началось освоение актива, ведётся исключительно из горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка около 1 тыс. м. Это обусловлено геологическим строением нефтяных залежей, которые имеют мощную газовую шапку. Кроме того, 70% запасов Мессояхи – это тяжёлая, высоковязкая, смолистая нефть с низким содержанием светлых фракций

Для охвата более сложных вышележащих пластов используются фишбоны (англ. Fishbone – «рыбья кость») – горизонтальные скважины с боковыми открытыми стволами. В 2017 г. были успешно внедрены технологии бурения скважин такого типа различной конфигурации, а также проведены операции гидроразрыва пласта в нижележащих объектах с аномально высоким пластовым давлением. Это способствовало увеличению коэффициента извлечения нефти.

В июле 2019 г. на Восточной Мессояхе было завершено строительство новой высокотехнологичной горизонтальной скважины в конструкции фишбон с восемью боковыми стволами. Бурение велось менее 25 суток, глубина по стволу превысила 3 км, общая проходка по скважине составила 7,3 км.

При строительстве фишбона была осуществлена операция двухсекционного спуска в открытый ствол скважины обсадной колонны, которая защитит конструкцию от обрушения и потенциально повысит срок её дальнейшей эксплуатации. Индекс сложности бурения (Drilling Difficulty Index, DDI) при строительстве этой высокотехнологичной скважины составил 6,9 – это один из самых высоких показателей в нефтяной отрасли.

Несколькими неделями ранее «Мессояханефтегаз» завершил на Восточно-Мессояхском месторождении строительство аналогичного фишбона с семью ответвлениями. Горизонтальный ствол длиной 1,5 км также был укреплён обсадной колонной. Общая проходка по этой скважине составила 5,3 км, DDI – 6,7. Стартовый дебит по каждой из упомянутых высокотехнологичных скважин оценивается в 100 т/сут.

«Мы продолжаем наращивать число боковых стволов на горизонтальных скважинах конструкции фишбон, подбираем к разным пластам и участкам индивидуальные методы заканчивания, внедряем технологии, позволяющие максимально продлить срок эксплуатации мессояхских скважин. Это помогает нам эффективно и рентабельно добывать нефть в сложных условиях арктического региона», – подчеркнул генеральный директор «Мессояханефтегаза» Виктор Сорокин.

Для доставки сырья от месторождения до системы «Транснефти» построен напорный трубопровод длиной 98 км и мощностью 8,5 млн т в год. Для повышения его надёжности в процессе строительства применялись самые прогрессивные технологии. В частности, впервые в компании использовались автоматическая и полуавтоматическая сварка, а уже готовая нитка оборудована системами обнаружения утечек и контроля коррозии.

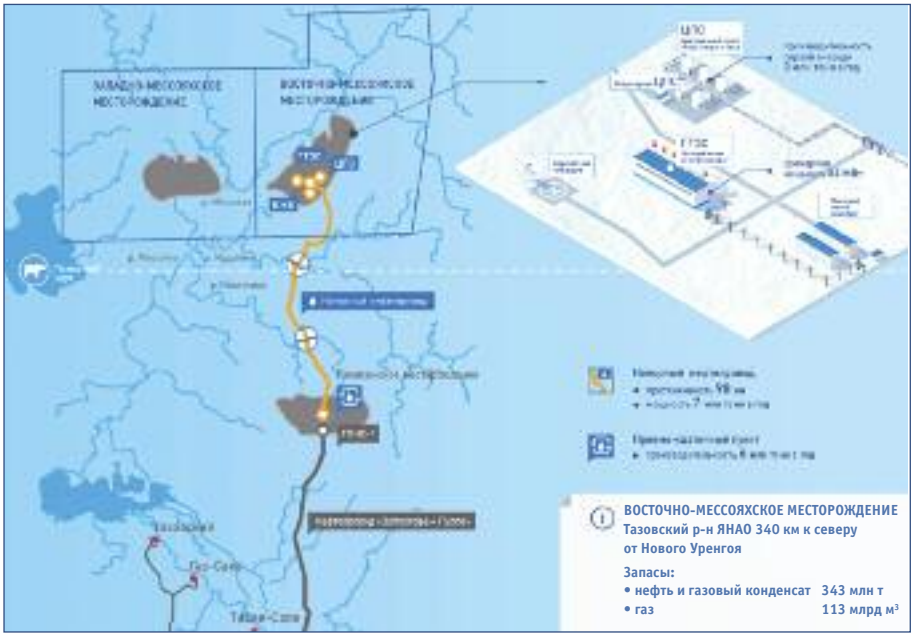
В мае 2019 г. АО «Мессояханефтегаз» добыло 10-миллионную тонну нефти. Данный показатель достигнут менее чем за три года эксплуатации Восточной Мессояхи. За этот период на территории лицензионного участка построено свыше 300 эксплуатационных скважин. Общая проходка превысила 1,1 тыс. км.

Перспективы освоения Восточно-Мессояхского месторождения связаны с вовлечением в разработку запасов глубоких (более 3 км) ачимовских отложений. Геологоразведка позволила обозначить контуры залежи и подтвердить наличие извлекаемых запасов в объёме порядка 50 млн т. Плановая добыча с 2021 г. здесь составит около 2 млн т н. э. в год.

В начале октября 2019 г. на Восточной Мессояхе была введена в эксплуатацию горизонтальная скважина, положившую начало полномасштабной разработке ачимовских залежей. Скважина общей глубиной 3,2 тыс. м дала фонтанирующий приток нефти с запускным дебитом 435 т в сутки. Это приблизительно в восемь раз выше среднего показателя на Мессояхе. Полученные результаты подтвердили правильность расчётов участников проекта относительно высоких перспектив разработки «ачимовки», ресурсы которой оцениваются в 111 млн т.

Ачимовские залежи характеризуются сложной геологической структурой, что требует применения передовых технологий для эффективной разработки. Залежи отличаются аномальным пластовым дав-

Рис. 1. Схема Мессояхского проекта



И с т о ч н и к: «Газпром нефть».

лением, нефть в них насыщенная, с высоким газосодержанием, жёлто-оранжевого цвета, что обусловлено высоким содержанием лёгких углеводородов. «Мессояханефтегаз» связывает большие ожидания с залежами такого типа: в активной фазе находится поисково-разведочное бурение двух скважин, продолжается электро- и сейсморазведка ачимовских пластов.

Ещё одно направление развития проекта «Мессояха» – эксплуатация Западно-Мессояхского лицензионного участка, извлекаемые запасы которого составляют 129 млн т жидких углеводородов и 74,2 млрд м³ газа. Геологические условия двух активов схожи, и поэтому на Западной Мессояхе могут применяться технологии, уже апробированные на Восточном участке: горизонтальные скважины и фишбоны. Старт добычи намечен на 2021 г. Нефть Западной Мессояхи будет транспортироваться в единый центр сбора продукции Восточно-Мессояхского месторождения, откуда поступит в магистральный нефтепровод Заполярье – Пурпе (см. рис. 1).

На Западной Мессояхе будет также построено хранилище попутного нефтяного газа, куда станут закачивать ПНГ, извлекаемый на Восточно-Мессояхском НГК. Решение закачивать ПНГ с одного месторождения в газовые пласты соседнего участка является уникальным для отрасли и позволит эффективно распорядиться природными ресурсами Заполярья.

Перспективные проекты

«Газпром нефть» реализует ещё целый ряд новых добычных проектов как в Западной Сибири, так и в других регионах своей деятельности на территории РФ. В частности, в ноябре 2019 г. ООО «Газпромнефть-Заполярье» (дочернее общество «Газпром нефти») приступило к добыче жидких углеводородов на Западно-Таркосалинском месторождении в ЯНАО. Освоение нефтяной залежи данного НГКМ ведётся на основании операторского договора, заключённого в 2019 г. с владельцем лицензии – «Газпром добыча Ноябрьск».

Промышленный приток нефти с первой горизонтальной скважины составил 380 т в сутки, потенциал увеличения – 600 т. Начальные геологические запасы актива составляют 40,6 млн т нефти, 444,7 млрд м³ газа и 7,1 млн т конденсата. Месторождение является многопластовым и характеризуется сложным геологическим строением. Освоение нефтяной залежи ведётся с учётом наличия разломов и аномально высокого пластового давления.

В связи с отсутствием на Западно-Таркосалинском месторождении инфраструктуры «Газпром нефть» использует новейшие мобильные комплексы по освоению скважин. С их помощью осуществляются приём скважинной жидкости и подготовка сырья к транспортировке. Их применение позволяет начать эксплуатацию скважины практически сразу по окончании бурения, что значительно снижает затраты на проект и сроки его реализации.

В ходе разработки Западно-Таркосалинского месторождения будет пробурено ещё восемь эксплуатационных скважин. В 2020 г. планируется ввести в эксплуатацию мобильную установку подготовки нефти и компрессорную станцию. Также к этому моменту будут обустроены две кустовые площадки и газопровод.

«Мы продолжаем развитие добычного кластера в ЯНАО, который уже давно стал стратегическим регионом для бизнеса "Газпром нефти". В 2020 г. на его долю будет приходиться около 50% всего объёма добычи углеводородов. Результаты работы на Западно-Таркосалинском месторождении, нефтяные запасы которого мы осваиваем по соглашению с нашей материнской компанией, также будут консолидированы в нашу общую добычу. А опыт работы с этими сложными пластами окажется полезен для освоения других новых крупных активов на севере ЯНАО», – отмечает В. Яковлев.

Неплохие перспективы связаны также с освоением Отдалённой группы месторождений (ОГМ) «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза». В апреле 2019 г. там была получена миллионная тонна нефти. Основной объём добычи пришёлся на две кустовые площадки Западно-Чатылькинского месторождения, строительство которых началось в 2018 г. Ежесуточно каждая из восьми скважин этих площадок выдавала в среднем 350 т практически безводной нефти. До конца 2019 г. на данном участке планируется ввести в эксплуатацию ещё шесть горизонтально-направленных скважин, при этом ожидаемая суточная добыча превысит 3 тыс. т.

В настоящее время на ОГМ ведётся проектирование и строительство производственной инфраструктуры, в том числе необходимой для достижения 95% утилизации попутного нефтяного газа. В стадии активной разработки находятся три из шести месторождений группы – Холмистое, Чатылькинское и Западно-Чатылькинское. Эксплуатацию Равнинного лицензионного участка планируется начать в 2021 г., на Воргенском и Южно-Удмуртском ведутся геологоразведочные работы.

Пиковая добыча на ОГМ на уровне 1,7 млн т н. э. в год ожидается уже в 2023 г. В период до 2025 г. планируется пробурить 88 скважин, из них 46 – горизонтальные добывающие, 26 – наклонно-направленные нагнетательные, 16 – водозаборные.

В августе нынешнего года «Газпром нефть» вышла на Таймыр, получив лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения западной части полуострова. Двенадцать участков общей

площадью более 5 тыс. км² расположены на территории Долгано-Ненецкого муниципального района Красноярского края.

Впервые для получения лицензий компания использовала заявительный принцип. Он предполагает, что право пользования участком получает недропользователь, который первым подал заявку. При этом на участке не должно быть открытых запасов и (или) прогнозных ресурсов категории D_0 и (или) $D_Л$. Планируется, что в 2020–2021 гг. «Газпром нефть» проведёт обобщение региональных данных, аэрогеофизическую и полевую геологическую съёмку территории. По результатам будет подготовлена программа поисковых геологоразведочных работ.

«За Северным полярным кругом есть множество возможностей как для освоения уже открытых месторождений, так и для поиска новых. Таймыр – одна из самых малоизученных территорий нашей страны, мы высоко оцениваем потенциал этого региона и начинаем формирование программы его геологического изучения», – отметил Александр Дюков.

В Оренбургской области в ноябре 2019 г. «Газпром нефть» выиграла на аукционе лицензию на Первомайский лицензионный участок, а также расширила границы уже разрабатываемых компанией месторождений. Площадь Первомайского составляет около 394 км², он отличается низкой степенью изученности. В течение пяти лет на новом активе будут проведены ГРР, включающие сейсморазведку и поисково-оценочное бурение.

При этом Первомайский прилегает к Надеждинскому и Западно-Рубежинскому ЛУ, на которых компания начнёт геологоразведочные работы уже в 2020 г. До конца 2022-го будет завершён первый этап разведки на юго-западе Оренбургской области, где также расположены Солнечный и Корнаваринский участки. Проведение 3D-сейсмики и бурение поисково-оценочных скважин в 2019–2022 гг. позволят оценить ресурсный и коммерческий потенциал проекта и сформировать стратегию его дальнейшего развития.

«Газпром нефть» также расширила границы своего ключевого актива в регионе – Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Получены права на прилегающую к нему территорию площадью 76 км². По предварительным оценкам, это позволит нарастить ресурсную базу в этой части Оренбуржья более чем на 6 млн т нефти.

Кроме того, в 2019 г. компания расширила территорию «Филатовского + Царичанского месторождения» на 2,5 км². Объём извлекаемых запасов новых участков составил 7,2 млн т. Промышленную разработку новых активов планируется начать уже в 2019 г.

Чона: стратегическая зона развития

Особую роль в стратегии развития «Газпром нефти» играет Восточная Сибирь. Одним из основных проектов в данном регионе является разработка Чонской группы месторождений. В рамках данного проекта ведётся освоение Игнялинского, Тымпучиканского и Вакунайского лицензионных участков, расположенных на границе Иркутской области и Республики Саха (Якутия). Участки Чонской группы находятся в 100 км от трубопровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Общие геологические запасы месторождений Чонского проекта насчитывают более 1 млрд т нефти и около 300 млрд м³ природного газа. Объём извлекаемых запасов жидких углеводородов на Чоне превышает 213 млн т.

Активные геологоразведочные работы на территории Чонского проекта были начаты три года назад. За этот период на трёх месторождениях проекта пробурено 13 поисково-оценочных и разведочных скважин. Проведена трёхмерная сейсмика 3D в объёме 2,6 тыс. км², в том числе 1550 км² высокоплотной сейсмики по методике UniQ и электроразведочные работы в объёме 13 тыс. погонных км, ставшие самыми масштабными не только в Восточной Сибири, но и в мире благодаря рекордному количеству источников электромагнитного поля и точек приёма сигналов.

В декабре 2019 г. «Газпром нефть» сообщила об открытии новых залежей углеводородов на Игнялинском лицензионном участке в Иркутской области. Ожидаемый прирост запасов составляет свыше 19 млн т нефти, или почти 10% всех извлекаемых запасов Чонской группы месторождений.

Площадь Игнялинского ЛУ – 2153 км². Начальные извлекаемые запасы месторождения по категории $C_1 + C_2$ оценены в 67,8 млн т нефти и 45,4 млрд м³ газа. Первая партия нефти с Игнялинского участка была поставлена в ВСТО в феврале 2018 г. Ввод месторождения в полномасштабную разработку ожидается в 2024 г. В 2018-м на Игнялинском была пробурена первая горизонтальная скважина, с которой после проведения многостадийного гидроразрыва пласта был получен коммерческий приток нефти.

В уходящем году по итогам бурения поисково-оценочной скважины «Газпромнефть-Гео» (дочернее общество «Газпром нефти») выявило на Игнялинском ЛУ четыре новые залежи. При испытании пласта был получен фонтанирующий приток нефти с дебитом свыше 40 т в сутки, что подтвердило промышленный потенциал открытия. С учётом новых залежей прирост извлекаемых запасов может составить 19,4 млн т, что соответствует масштабу самостоятельного месторождения средних размеров.

Однако следует отметить, что рентабельное освоение залежей Чонских месторождений затруднено их сложным геологическим строением и широкой географией залегания углеводородов. Поэтому при определении места бурения поисково-оценочной скважины использовалась сейсмогеологическая модель пластов Игнялинского месторождения. Для её создания был интерпретирован большой объём информации о строении участка, включающей результаты исследования 75 пробуренных скважин и данные 3D-сейсморазведки, а также построены трёхмерные модели терригенных залежей. Кроме того, специалисты «Газпром нефти» совместно с технологическим партнёром – Schlumberger – разработали детальную глубинно-скоростную модель актива. Она учитывает особенности и историю тектонического развития нефтеносного региона. Цифровые продукты позволили определить ключевые нефтеносные зоны осваиваемых участков.

В 2020 г. на Игнялинском месторождении «Газпром нефть» планирует бурение трёх скважин для опытно-промышленной эксплуатации, а до 2022 г. – ещё восьми поисково-разведочных.

«Восточная Сибирь является одной из стратегических зон развития "Газпром нефти". И освоение Чонских месторождений, геологические запасы которых превышают 1 млрд т нефти, – ключевой проект компании в этом регионе. Объём накопленной за последние годы геологической информации позволил нам составить целостное представление об этих участках. Уже в 2021 г. мы планируем начать их опытно-промышленную разработку», – отметил Вадим Яковлев.

Чаянда: сибирская аномалия

Второй важнейший проект «Газпром нефти» в Восточной Сибири – освоение Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, одного из крупнейших на Востоке России. Оно было открыто в 1983 г. и находится в Ленском районе Республики Саха (Якутия). Чаянда имеет аномально низкое пластовое давление и темпера-

«Газпром нефть»

Платформа «Приразломная»

туру пласта. Также свои особенности вносит наличие газовой шапки. Нефть месторождения – тяжёлая, с повышенной вязкостью, смолистая, сернистая. Однако по величине запасов месторождение является уникальным. В частности, геологические запасы нефти составляют 263 млн т.

В начале декабря 2019 г. было объявлено, что «Газпром нефть» приступила к активному освоению нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ. Промышленный приток первой добывающей скважины, пробуренной компанией, составил свыше 150 т в сутки. Начата отгрузка товарной нефти.

Компания «Газпромнефть-Заполярье» (дочернее общество «Газпром нефти») осваивает нефтяную оторочку Чаяндинского НГКМ в рамках операторского договора с ООО «Газпром добыча Ноябрьск» («дочка» «Газпрома», являющегося владельцем лицензии на месторождение), которое ведёт разработку газовой части актива.

В настоящий момент действующий фонд составляет шесть скважин. Углеводороды поступают на установку подготовки нефти. После доведения до товарных параметров сырьё транспортируется автоцистернами до установки комплексной подготовки газа «Газпром добыча Ноябрьск», где происходит её смешение с конденсатом для последующей сдачи в магистральный нефтепровод.

На первом этапе добываемая на Чаянде нефть будет использоваться в том числе и для отладки технологических процессов на объектах инфраструктуры. После завершения пусконаладочных работ все жидкие углеводороды предполагается транспортировать на приёмо-сдаточный пункт нефтеперекачивающей станции «Оргул» и далее – сдавать в нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан. К концу 2021 г. «Газпромнефть-Заполярье» завершит строительство собственного напорного нефтепровода. Это позволит предприятию направлять добываемую на месторождении нефть напрямую в магистральную систему «Транснефти».

Полномасштабная разработка нефтяной оторочки ЧНГКМ начнётся в 2020 г. К 2022 г. планируется расширение и модернизация установки подготовки нефти, проектная мощность которой составит 1 млн т в год.

«Восточная Сибирь – перспективная нефтегазовая провинция. "Газпром нефть" последовательно формирует здесь новый добывающий кластер, одним из важных элементов которого станет нефтяная залежь Чаяндинского месторождения в Якутии. В перспективе мы будем добывать на этом активе порядка 3 млн т нефтяного эквивалента в год, а всего в регионе к 2025 г. – порядка 5 млн т нефтяного эквивалента», – отмечает Вадим Яковлев.

Шельфовые новинки

Важную роль в портфеле активов «Газпром нефти» играют шельфовые проекты. Напомним, в декабре 2013 г. компания «Газпром нефть шельф» начала добычу нефти на Приразломном месторождении в Печорском море, а спустя пять месяцев, в апреле 2014-го, первая партия арктической нефти сорта ARCO отправилась европейским потребителям.

Извлекаемые запасы Приразломного составляют 70 млн т, в 2018 г. на месторождении было получено 3,19 млн т нефти, проектная пиковая добыча – 5 млн т.

Специально для разработки месторождения в России была создана нефтедобывающая морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная», которая обеспечивает выполнение всех технологических операций: бурения, добычи, хранения нефти, подготовки и отгрузки готовой продукции. «Приразломная» проектировалась с учётом характеристик Арктического региона и рассчитана на эксплуатацию в экстремальных природно-климатических условиях.

Транспортно-логистическая система проекта включает два челночных танкера и два многофункциональных ледокольных судна (МФЛС) «Владислав Стрижов» и «Юрий Топчев». А в ноябре 2019 г. «Газпром нефть» усилила надёжность проекта «Приразломное» благодаря вводу в эксплуатацию нового ледокольного судна. «Саян Поларис», построенный в 2018 г., принадлежит компании «Севнор Менеджмент» и передан в аренду «Газпром нефть шельфу». Он будет использоваться в качестве судна снабжения, плавучей гостиницы и при необходимости

станет выполнять аварийно-спасательные работы.

«Саян Поларис» может вместить на борту до 100 человек. Для длительного комфортного проживания специалистов, задействованных в работе платформы «Приразломная», на судне построен комплекс функциональных помещений, включая конференц-зал, две кают-компании, лазарет, комнату отдыха и тренажёрный зал.

На северо-восточном шельфе Сахалина «Газпром нефть» ведёт освоение Аяшского участка. Лицензией на него первоначально обладал «Газпром», но затем выяснилось, что недра данного участка содержат преимущественно жидкие углеводороды, и он был передан «Газпром нефти».

Поисковое бурение на Аяшском началось в 2017 г. Впервые в России использовалась технология безрайзерного бурения, которая увеличивает скорость строительства скважины, повышает её стабильность, предупреждает возможные выбросы газа и исключает попадание отходов бурения в воду (они вывозятся на берег и утилизируются). Результатом разведочного бурения стало открытие крупного месторождения Нептун. Его геологические запасы первоначально оценивались в 255 млн т н. э., однако камеральный этап исследований позволил более точно оценить объём запасов, который существенно превзошёл первоначальные ожидания и составил 415 млн т.

Рис. 2. Месторождения Тритон и Нептун на шельфе Охотского моря

Источник: «Газпром нефть».

В конце 2018 г. на Аяшском участке при бурении поисково-оценочной скважины на Баутинской структуре было открыто ещё одно месторождение – Тритон, – геологические запасы которого оцениваются более чем в 137 млн т н. э. При испытании скважины получена сверхлёгкая нефть без примесей (см. рис. 2).

В августе 2019 г. появилась информация о том, что для исследования Аяшского участка «Газпром нефть» первой в России начала применять инновационные отечественные донные станции для сейсморазведки. Ранее нефтегазовые компании использовали для подобных работ преимущественно зарубежное оборудование. «Газпромнефть-Сахалин» проведёт в этом году 3D-сейсморазведку с использованием данной технологии на месторождении Нептун в объёме более 400 км^2, а в 2020 г. – на месторождении Тритон в объёме около 300 км^2.

С опорой на технологии

Отличительной особенностью стратегии «Газпром нефти» является ставка на применение новейших технологий, в том числе цифровых. В 2014 г. в компании была принята Технологическая стратегия, итоги реализации которой оказались положительными. В общей сложности осуществлено 27 проектов, из которых 16 стали успешными. Получена хорошая отдача от вложенных инвестиций: по успешным проектам коэффициент доходности составил около 5, а в целом по портфелю проектов – более 2. Суммарный экономический эффект от 27 завершённых проектов достиг 2,5 млрд рублей.

В 2019 г. в связи с актуализацией общей бизнес-стратегии «Газпром нефти» была обновлена и Технологическая стратегия компании. Её основными целями является решение таких задач, как освоение трудноизвлекаемых запасов и ресурсов нетрадиционной нефти, развитие Арктики, повышение нефтеотдачи на уже эксплуатируемых месторождениях.

«Обновление стратегии, в том числе и технологической, – это естественный процесс развития. Меняются внешние вызовы и бизнес-контекст в целом, происходят изменения внутри компаний, в частности появилась необходимость пересмотра операционной и организационной модели. За прошедшие годы мы получили новый опыт и знания. Наша зрелость с точки зрения технологического менеджмента заметно выросла, и это нашло своё отражение в изменении набора инструментов управления и реализации техстратегии», – отмечает руководитель дирекции по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

По его словам, в первой техстратегии акцент был сделан на количественный охват и на глубину вовлечения персонала. В обновлённом варианте ключевым понятием является ценность.

«Мы стали внимательнее смотреть на проекты с точки зрения создаваемой ценности. Понятно, что в первую очередь мы измеряем прямой эффект – дополнительную добычу или запасы, которые нам даёт то или иное решение. Но задумываемся и о том, какие ещё эффекты возможны. Так, например, вывод продукта на рынок и использование его другими компаниями позволят ускорить кривую обучения и быстрее его совершенствовать. А наличие у нас той или иной технологии делает нас привлекательным партнёром для работы на проектах с новыми типами запасов. Или, наконец, сам процесс создания технологии от идеи до востребованного продукта может быть ценным для отрасли. Оценив вклад каждого из таких элементов, мы по-новому структурируем наш портфель проектов и уже на входе в проект понимаем, какую конечную ценность и с помощью каких инструментов мы хотим получить», – отмечает А. Вашкевич.

Что же касается уже реализованных проектов, то, по мнению А. Вашкевича, к числу наиболее успешных из них относится создание программного обеспечения для дизайна гидроразрыва пласта. Этот продукт не имеет аналогов не только в России, но и в мире.

Другой успешный проект – сопровождение бурения скважин на Царичанском месторождении в Оренбургской области. Благодаря оптимизированной конструкции скважин удалось провести бурение примерно на 17–20% быстрее и дешевле по сравнению с обычными методами.

Третий проект – создание инструментов для моделирования геомеханических осложнений на скважине. Эта технология была реализована на месторождениях Урмано-Арчинской группы ООО «Газпромнефть-Восток». Цифровая 3D-геомеханическая модель помогла подобрать лучшие технологические решения и траекторию для бурения, значительно сократив сроки строительства скважин. ■

«ЛУКОЙЛ»

Инновации стали явью

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»: итоги первого десятилетия

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Череда предновогодних событий в календаре российских нефтяников пополнилась ещё одной юбилейной вехой. Исполняется 10 лет с момента создания предприятия, задачи которого вначале могли показаться нетипичными и нетрадиционными для нашей уже немолодой отрасли. Речь идёт об ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Это – единый научно-проектный комплекс бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» в составе ПАО «ЛУКОЙЛ».

Профильная ниша – ноу-хау

Ныне об этой корпоративной «дочке», успешно отработавшей десятилетие под эгидой крупнейшей вертикально интегрированной компании в составе ТЭК России, хорошо знает едва ли не каждый специалист как дома, так и за рубежом. Да и сам профиль «ЛУКОЙЛ-Инжиниринга» представляется совершенно естественным и функционально обусловленным. Но так было не всегда. Поиск своей конкретной ниши на рынке углеводородного апстрима – дело сложное. Помнится, комментаторы деловых СМИ в 2009-м гадали, пойдёт ли речь об одной из классических структур нефтесервиса, которые делят с сегментом добычи добавленную стоимость, или о специализированном исследовательском центре прикладного характера, или о структуре, цель которой – создание принципиально новых технологий (то есть о своеобразной «колыбели прорывных изобретений»). Оказалось, ни то, ни другое, ни третье.

Не столько изобретать, сколько помогать внедрению новых технологий и улучшать уже используемые… Помогать творчески и целенаправленно… Такова, образно говоря, сверхзадача этого коллектива. Краткая формула ноу-хау как нельзя лучше подходит к сфере его деятельности. Не претендуя на стопроцентное авторство тех или иных технологий добычи, «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» содействует тому, чтобы лучшие методы давали предельную отдачу, причём в различных природно-климатических условиях и при разной специфике недр. Ведь «плюсы» даже самых лучших решений не срабатывают на тех или иных залежах автоматически. Любые машины или приборы, будь то отечественные или зарубежные, нуждаются в адаптации и доводке, поправках и коррективах, сверке и совершенствовании.

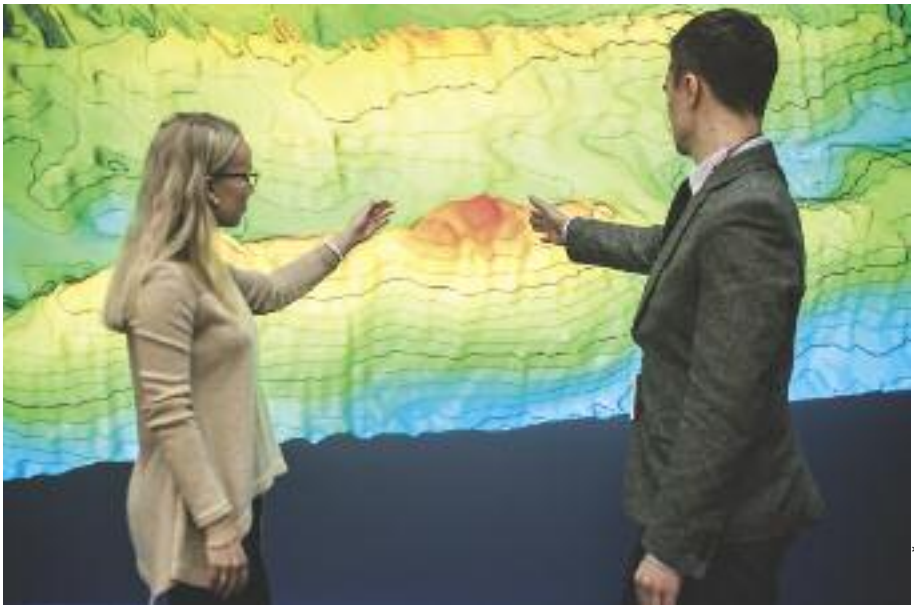
Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Вадим Воеводкин пояснил недавно в беседе с журналистами, что передовые решения, поступающие со стороны, и технологии, которые мы создаём сами, *«проходят через фазу опытно-промышленных работ»*. Он сообщил: *«В течение 2018 г. испытывалось 128 технологий, а в этом, как ожидается, будет испытано уже 167. Порядка 25% испытанных технологий применяются на практике»*.

В центре внимания – повышение нефтеотдачи пластов. Нацеленные на это технологии обеспечивают уже 27% добычи жидких углеводородов головной компанией в России. Это составляет более 21,7 млн т в год. Методов увеличения нефтеотдачи несколько. Так, улучшаются технологии разработки трудноизвлекаемых запасов, в основном высоковязкой нефти. Особую сложность представляют собой запасы в низкопроницаемых коллекторах. Насколько важно для них проникновение по новым «рецептам», можно судить хотя бы по цифрам. За пять лет на расширение научной работы только по трудноизвлекаемым запасам выделено свыше 1 млрд рублей. И эффект достигнут. *«У нас есть определённые успехи,* – отметил Вадим Воеводкин. –

Пробурен ряд скважин на объектах с трудноизвлекаемыми запасами, по которым получен дебит более 100 т. Надеюсь, что мы находимся на пути к прорыву».

Западносибирский спад замедлен

Оценивать и классифицировать итоги первого десятилетия в биографии этого коллектива можно, конечно, по разным критериям. Действительно, «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» – это конкретно преломленный ответ на целый ряд крупных вызовов, адресованных отрасли в XXI в. Новые или значительно усовершенствованные технологии нужны не только ввиду постепенного истощения ряда месторождений и целых нефтегазоносных провинций. Не станем скрывать: ускоренный прогресс в сфере инжиниринга необходим ещё и в связи с усилением налогового бремени и дорогостоящих экологических требований практически во всех странах, где идёт добыча углеводородов. На плечи тех, кто в такой ситуации качественно повышает технологический уровень российского апстрима, упорно наращивает список профессиональных компетенций и, главное, делает обретённые нефтяниками навыки ноу-хау более надёжными, легли и более ответственные задачи.



«ЛУКОЙЛ»

Преодолевать с честью качественно новые технологические проблемы требуется ныне повсюду: от Каспия до Тихого океана. Но, пожалуй, мало где «взятие» возникших препятствий обрело такой размах и целенаправленность, как в Западной Сибири. Сокращение кладовых сырья, особенно его обычных, традиционно извлекаемых запасов, получило в регионе не только цифровое измерение. Налицо и немалый морально-психологический резонанс. Ведь ещё совсем недавно деловая пресса всего мира говорила о якобы назревшей утрате одного из главных территориальных символов энергетической дуэли между Востоком и Западом. Той полувековой дуэли, на которую Москву вызвали ещё в 1970-е с целью участия в глобальном споре за право на устойчивое и масштабное энергоснабжение стран Европы, когда конкуренты надеялись: «третьего Баку» после Каспийского и Волго-Уральского не будет никогда.

И вот, опровергая сомнения маловеров полвека спустя, российский ТЭК на глазах продлевает рабочую биографию Западной Сибири. Среди тех, кто в эти годы сумел инновациями замедлить спад добычи «чёрного золота» в ареале Югры и вдохнуть в него новую жизнь, «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» прочно занял одно из ведущих мест. Ныне благодаря его роли наблюдается уже не так много естественных замедлений производства как таковых; эффект истощения недр заметно ослаблен. Если где-то и отмечено снижение объёмов, то речь не идёт, как раньше, о «неумении справиться» с обедневшими недрами. Причина – объективные, вынужденные, предписанные «сверху» сокращения. Они временно продиктованы российским нефтяникам международными обязательствами, взятыми на себя Москвой.

Иными словами, если добыча сознательно приостанавливается на небольшом, конкретно оговорённом количестве скважин, то делается это в рамках выполнения условий сделки «ОПЕК+». В целом в регионе снижение производства «чёрного золота» составило в январе – марте 2019 г. всего около 2 тыс. т. *«До 2016 г. темпы падения добычи,* – напомнил Вадим Воеводкин, – *достигали 7,2%. В 2018 г. в сравнении с предыдущим годом темпы падения – 3,4%. На нынешний год прогнозируем дальнейшее их снижение. Это – результат планомерно проводимой работы, связанной с новейшими технологиями, снижением объёмов выкачиваемой из скважин воды, мероприятиями для получения дополнительной добычи».*

Стволы – боковые, но задачи – центральные

Особенно ощутимый эффект на «зрелых» месторождениях достигается благодаря бурению вторых стволов на действующих скважинах. *«За 2018 г. у нас пробурено порядка 210 боковых стволов. По количеству это меньше, чем в 2017 г., зато по добыче мы получили цифры намного выше, на 31%,* – отметил в беседе с прессой гендиректор. – *В прошлом году добыча из боковых стволов составила более 5,7 млн т».* Итак, в целом она «отлично прижилась». Активнее всего эта технология применяется именно в Западной Сибири. Кстати, и ранее освоенные там методы бурения – это тоже по большей части собственные наработки. Вонзаются в земную твердь боковые стволы не только в Югре, но и к западу от Урала, на объектах компании «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Причём добыча там даже увеличивается! *«Она растёт в том числе и потому, что за счёт этой технологии мы можем поддерживать старый фонд в рабочем состоянии»,* – говорит Вадим Воеводкин. По его словам, новинки позволяют как бы «доизвлекать» остаточные запасы нефти.

С одной стороны, «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» содействует внедрению (учитывая специфику российских условий) общеотраслевого международного опыта, накопленного в основном за океаном. Ведь именно там, в целях разработки нефтяных полей с неоднородными коллекторами, шире всего используется метод гидроразрыва пласта и пробуриваются горизонтальные скважины. Как известно, на старте XXI в. эти технологии стали основой «сланцевой революции» в США, которая вывела Штаты в число мировых лидеров по добыче углеводородов. Но применение (с рядом поправок) универсального опыта – лишь часть дела. «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», хотя он и не позиционирует себя в качестве целевого разработчика техноло-

гий, благодаря активной научной деятельности патентует около десяти собственных разработок в год. Словом, не стоит удивляться тому, что сегодня у компании, заботящейся о сохранности и защите интеллектуальной собственности, насчитывается более 170 актуальных запатентованных технологий и ноу-хау.

Транснациональный опыт hydrofracking плюс отечественные наработки по боковым стволам – это лишь часть многопланового творческого арсенала из копилки отечественного инжиниринга, набирающего неплохие темпы. Есть и своя уникальная технология: встречное термогравитационное дренирование пласта. Эта и другие новинки пришли на крупное по своим запасам Ярегское месторождение высоковязкой нефти в Республике Коми. Оно было открыто еще в 1930-е. Но из-за отсутствия применимых к тем условиям технологий у наших нефтяников долго не получалось вывести его в фазу промышленной добычи. И вот сейчас, благодаря проектированию «ЛУКОЙЛ-Инжиниринга» и выполненным на месте технологическим решениям, годовое производство на Яреге превышает 1,5 млн т. Мало того, оно ещё и продолжает расти!

«ЛУКОЙЛ»

Курсом партнёрства в России и за рубежом

Формула «расширяющейся сферы деятельности» применима к «ЛУКОЙЛ-Инжинирингу» не только технологически, но и географически. Задачи по сопровождению действующих проектов специалисты инжиниринга решают на разных широтах и меридианах. В Западной Африке это относится к продолжающимся инвестиционным программам в таких странах, как Гана, Нигерия и Камерун, в Средней Азии – Узбекистан, на Ближнем Востоке – главным образом Ирак, в Западном полушарии – Мексика, в Европе – Норвегия и Румыния. Ряд поручений, в том числе по оценке новых проектов, перешёл под контроль «ЛУКОЙЛ-Инжиниринга». Это относится к Северной и Южной Америке, Гвинейскому заливу и некоторым государствам Европы. Всего деятельность «ЛУКОЙЛ-Инжиниринга» охватывает 14 стран.

Задачи, решаемые на этих проектах, – это, в частности, экспертиза геологических и гидродинамических моделей операторов, а также построение собственных моделей по мере необходимости. Это проверка проектных документов, ТЭО и программных концепций, как и разработка собственных предложений. Проводится, кроме того, экспертиза технической документации, подготовка рекомендаций по формированию позиции компании. Это, наконец, и выполнение расчётов прогнозных показателей, выработка предложений относительно корпоративной стратегии, участие в рабочих группах по сопровождению проектов на зарубежных активах.

Причём углубляется сотрудничество с наиболее перспективными для углеводородного ТЭК регионами России. Главные звенья координационного процесса – три филиала «ЛУКОЙЛ-Инжиниринга»: «КогалымНИПИнефть», «ПермНИПИнефть» и «ВолгоградНИПИморнефть». Совершенствуются связи с ведущими научно-техническими центрами в России и за рубежом… Одновременно ширится и партнёрство с семью профильными, причём наиболее авторитетными, российскими вузами. Так, с МГУ имени М. В. Ломоносова активное взаимодействие по линии «ЛУКОЙЛ-Инжиниринга» продолжается почти десять лет.

Институт компании сформировал с МГУ специализированные рабочие группы по перспективным направлениям. В аспирантуре МГУ обучается ряд сотрудников инжинирингового центра. В свою очередь, студенты проходят практику и стажировки в «ЛУКОЙЛ-Инжиниринге», что облегчает кадровое пополнение коллектива компании. Тем временем к проектной и научно-исследовательской работе в самом «ЛУКОЙЛ-Инжиниринге» привлечены высококвалифицированные специалисты, в числе которых – 10 докторов и 171 кандидат наук. Имеется и перспективный план подготовки сотрудников к защите диссертаций и получению учёных степеней, что позволяет намечать высокие ориентиры развития компетенций. Коллектив насчитывает 3200 человек, 52% из них – молодые работники в возрасте до 35 лет.

Желая всем им новых успехов на 10-летнем рубеже компании, сообщество нефтяников отмечает главное: «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» растёт динамично и поэтому впечатляюще, да и к счастью, не «спонтанно и хаотично», как это подчас бывает со многими игроками рынка. При этом стоит учесть, что в целом предприятие строит работу согласно принятой в 2017 г. Концепции развития до 2027-го, где прописаны главные направления дальнейшего роста корпоративного бизнеса в данном сегменте. Среди таковых – проектирование скважин и объектов обустройства на море, разработка трудноизвлекаемых запасов и формирование компетенций по интегрированному моделированию.

С такой надёжной навигационной картой, да и со штурвалом в крепких руках, этот коллектив, отмечая свой юбилей, характеризуется подлинно боевым настроем. Он по праву принимает и поздравления, и пожелания, и свидетельства готовности коллег по отрасли и впредь крепить тесное взаимодействие в сфере инжиниринга. Успехов вам, дорогие друзья, и во втором биографическом десятилетии – отличного послужного списка! ■

Центры роста «ЛУКОЙЛа»

«ЛУКОЙЛ»

Компания отстаёт по темпам увеличения добычи от других ВИНК, но имеет большой потенциал развития

Алексей ИВАНОВ

Российским нефтяным компаниям трудно поддерживать добычу в районах традиционной деятельности. Поэтому драйвером производства становится разработка любых видов нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов. В качестве такого примера показательна деятельность крупнейшей отечественной частной нефтяной компании «ЛУКОЙЛ». Её ресурсно-индустриальный комплекс представляет собой «золотую середину» российской «нефтянки»: 47% добытой нефти извлекается из трудноизвлекаемых запасов, в структуре сырьевой базы компании доля ТРИЗ составляет 65%. Темпы прироста производства «чёрного золота» у «ЛУКОЙЛа» в нынешнем году отстают от среднероссийских, но показатели увеличения добычи в рамках так называемых проектов роста превышают корпоративную динамику в десятки и более раз. При этом компания продолжает наращивать работы на «свежих» объектах. Например, в октябре начат новый этап разработки крупнейшего в российской зоне Каспия месторождения им. Филановского.

Корпоративные драйверы

За девять месяцев 2019 г. «ЛУКОЙЛ» увеличил добычу нефти (без учёта проекта Западная Курна – 2) до 64,2 млн т, что на 0,7% превышает прошлогодний показатель. Среднероссийские темпы наращивания производства за тот же период составили +1,5% (418,9 млн т). Понятно, что в относительных цифрах компания отстала от отрасли по динамике добычи «чёрного золота». Тем не менее у неё есть значительные ресурсно-индустриальные центры роста.

«ЛУКОЙЛ» выделяет три таких драйвера: российский сектор Каспийского моря, запасы высоковязкой нефти в Республике Коми, трудноизвлекаемые запасы низкопроницаемых коллекторов с иными геологическими осложнениями в Западной Сибири, включая Большехетскую впадину (см. табл. 1 и 2).

Совокупный объём производства в этих трёх группах проектов в 2019 г. составил 18% от общей добычи «ЛУКОЙЛа» против 16% годом ранее. Иначе гово-

Табл. 1. Темпы увеличения добычи в проектах роста «ЛУКОЙЛа» за 9 месяцев 2019 г., %

Месторождение	К тому же уровню 2018 г., %
Им. Филановского	+7
Им. Корчагина	+22
Ярегское и Усинское	+18
Им. Виноградова, Имилорское, Пякяхинское	+17

Источник: «ЛУКОЙЛ».

Табл. 2. Запасы проектов роста «ЛУКОЙЛа»

Месторождение	Нефть, млн т	Газ, млрд м³
Им. Филановского	129	30
Им. Корчагина	28	63
Ракушечное	38	40
Ярегское	131*	0,0
Усинское	246**	нет данных
Им. Виноградова	64	нет данных
Имилорское	189	нет данных
Пякяхинское	86	253

*Геологические.
**Начальные извлекаемые.
Источник: «ЛУКОЙЛ».

ря, прирост в относительных цифрах достиг 2%.

Откуда же такие резервы роста? Президент «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов не раз говорил, что в российском секторе Каспийского моря его компания открыла целую нефтегазоносную провинцию. Начав разведочные работы в середине 1990-х, недропользователь выполнил гигантский объём ГРР. Сегодня «ЛУКОЙЛ» с учётом СП со своим участием выявил на российском шельфе Каспия 10 месторождений с суммарными начальными извлекаемыми запасами в 1 млрд т нефтяного эквивалента.

Каспийские «жемчужины»

Первым в постсоветскую эру на российском Каспии было открыто нефтегазоконденсатное месторождение им. Юрия Корчагина (2000 г.). А затем, в течение всего нескольких лет, геологи выявили Хвалынское, имени Владимира Филановского, Ракушечное, Центральное и другие месторождения и структуры. Оператором деятельности компании на Каспии выступает ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». Пионером разработки стало Корчагинское (2010 г.). Будучи средним по запасам, оно сыграло важную роль в получении и накоплении опыта разработки углеводородных ресурсов на шельфе.

Региональными новациями стали подогреваемое ледовое ограждение вокруг ледостойкой стационарной платформы (ЛСП) и мини-платформы (блок-кондуктора), усиление элементов и свай для противодействия ледоходу и подмыванию оснований. Новаторски подошли и к эксплуатационному бурению. Так, на скважине № 108 был установлен мировой рекорд по проходке с большим смещением забоя – 4908 м за один рейс долота без спускоподъёмных операций. При этом вертикальная часть скважины составила 1565 м, а протяжённость всего ствола – более 8 км.

Разработка месторождения им. Корчагина ведётся в две очереди. В рамках первой очереди была установлена главная ЛСП с основными объектами инфраструктуры и построено наибольшее число скважин. А при реализации второй очереди добавились мини-платформа и новые стволы. Дополнительное бурение продолжилось и позднее, так что добыча нефти за девять месяцев нынешнего года выросла на 22% по сравнению с тем же периодом 2018-го.

Месторождение имени Владимира Филановского в «ЛУКОЙЛе» называют «Каспийской жемчужиной». У такого пафоса имеются основания. Первая же пробуренная на структуре разведочная скважина дала фонтан лёгкой безводной нефти дебитом более 800 т в сутки при депрессии 0,2 МПа. Для сравнения, среднероссийский дебит нефтяной скважины составляет сегодня 10,5 т/сут. По извлекаемым запасам это месторождение относится к крупным, а с учётом расположения на шельфе считается одним из крупнейших морских месторождений России. Продуктивные коллекторы отличаются высокой проницаемостью, а содержание серы составляет не более 0,1%.

«ЛУКОЙЛ» планирует инвестировать в разработку месторождения им. Филановского в период 2016–2045 гг. 882 млрд рублей, или порядка 150 млн долл. (в ценах 2016 г., с учётом валютного курса на тот же момент). Проект распределён на три очереди. Первая очередь, запущенная в 2016 г., включила в себя строительство ЛСП, жилого модуля, центральной технологической платформы, других крупных объектов. Стартовало эксплуатационное бурение. В 2018 г. состоялся пуск второй очереди, включающей в себя сооружение ЛСП-2 с жилым модулем. Введены в эксплуатацию восьмая и девятая по счёту скважины с начальным дебитом более 1 тыс. т/сут. Благодаря этому добыча вышла на проектный уровень – 6 млн т в год.

А в конце октября нынешнего года компания приступила к третьей очереди разработки. Этот проект – следующий шаг в расширении площади эксплуатации месторождения за счёт его западной части. Такая мера обеспечит производительность месторождения на проектном уровне до 2024 г.

Пока что добыча на западном участке ведётся из одной скважины, дебит которой постепенно повышается и должен достичь 1,84 тыс. т/сут. Для повышения производительности скважины и минимизации влияния газового фактора здесь построены два ствола – основной протяжённостью 3235 м и боковой длиной 3261 м. До конца года на западном участке появится ещё одна скважина.

Другая мера поддержания продуктивности Филановского – строительство дополнительных скважин в рамках первой и второй очередей разработки месторождения. Нынешним летом в действие были введены ещё две добывающие скважины – № 8 с забоем 5153 м и длиной горизонтального участка 3439 м и № 9 с забоем 2540 м и горизонтальным окончанием 629 м. Бурение на месторождениях им. Корчагина и Филановского продолжится и в следующем году: будет построено по одной скважине на каждой мини-платформе.

А на 2021 г. запланировано начало опережающего бурения на Ракушечном месторождении. Сейчас оно уже обустраивается: заказано и поставляется оборудование, стартовали корпусные работы на верхних строениях и опорных основаниях ЛСП и платформы жилого модуля, объявлены тендеры на морские операции и прокладку подводных трубопроводов. В промышленную разработку Ракушечное должно быть введено в 2023 г. Так что в следующем десятилетии только на трёх указанных месторождениях компания будет добывать свыше 8 млн т нефти в год.

Развязать «узлы» высоковязкой нефти

Если в советскую эру нефть на шельфах России фактически не добывалась (даже сегодня это, скорее, перспективный, чем традиционный для отрасли вид сырья), то нефть высокой вязкости – это продукт, знакомый нашим нефтяникам, тем не менее малоосвоенный, и по этой же причине имеющий большой производственный потенциал. Именно такая нефть образует центр роста добычи «ЛУКОЙЛа» в Республике Коми.

Ярегское нефтетитановое месторождение с высоковязкой нефтью в Республике Коми – настоящая ресурсная «заначка» «ЛУКОЙЛа». Оператор его разработки – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» – осваивает собственно Ярегскую, а также Лыаельскую площади, которые залегают на глубине 140–200 м с продуктивной толщей 26 м. На первом объекте добыча ведётся термошахтным способом, второй эксплуатируется с применением технологии встречного термогравитационного дренирования пласта (SAGD). SAGD предусматривает использование двух параллельных пробуренных скважин. В один ствол нагнетается раскалённый водопар или химический раствор, тот прогревает продуктивный пласт, а из другого выкачивается разогретое «чёрное золото».

Традиционная промышленная разработка стартовала здесь ещё в конце 1930-х, то есть более 80 лет назад. Но запасы Ярегского по-прежнему оцениваются в десятки миллионов тонн. Сегодня по категории извлекаемых они составляют 31 млн т, а геологические достигают 131 млн т. Понятно, что на месторождениях высоковязкой нефти извлекаемые запасы не только сокращаются из-за добычи, но и возрастают благодаря модернизации технологий извлечения.

Десятилетиями методы добычи здесь совершенствовались, её объёмы составляли сначала единичные тонны, затем десятки и, наконец, максимум несколько сотен тысяч тонн в год. В нижней части пласта буровзрывным и комбайновым способами строились шахтные галереи. В кровлю пласта пробуривают скважины, по которым в пласт нагнетается раскалённый водопар, а в стенах галерей строят наклонные скважины. По ним расплавленная нефть стекает в пространство выработки. За десятилетия эксплуатации недра Ярегской площади превратились в «лабиринт» из многих сотен нагнетательных и добычных скважин со слабо прогнозируемым течением сырья к точкам выхода. С 1997 г. нефтеотдача стала стагнировать на уровне 0,5 млн т в год. Такая разработка становилась всё менее доходной, а наращивание инвестиций – более рискованным.

Положение дел начало меняться после того, как в 2009 г. правительство освободило «ЛУКОЙЛ» от уплаты НДПИ на Ярегском, вследствие чего компания стала наращивать капиталовложения в проект. В 2011 г. стартовали опытно-промышленные работы по бурению подземных скважин протяжённостью 800 м на Ярегской площади и стволов по технологии встречного SAGD на Лыаельской площади. Ещё через год были получены льготы по экспортной пошлине. И с 2013 г. компания приступила к промышленному внедрению современных технологий эксплуатации запасов высоковязкой нефти.

Была создана новая развитая инфраструктура воздействия на пласт: энергоцентр мощностью 75 мегаватт, комплекс парогенераторных установок на 300 т пара в час, пункт подготовки и сбора нефти, водоподготовительная установка. В результате более чем на 40% увеличились объёмы бурения горизонтальных скважин по технологии SAGD и почти на 50% – объём закачки пара в нефтеносные пласты. На Лыаельской площади впервые в мире был реализован проект встречного термогравитационного дренирования пласта с длиной ствола до 1 км.

Рубежным в биографии Яреги стал 2017 г., когда «ЛУКОЙЛ» увеличил годовое производство на 20% и получил свыше 1 млн т. В прошлом году компания приступила к реализации второго этапа разработки Ярегской площади, введя в эксплуатацию комплекс из пяти парогенераторных котлов суммарной мощностью 125 т пара в час. Благодаря этим мерам в первой половине 2018 г. по сравнению с аналогичным периодом 2017-го добыча нефти на месторождении выросла на 77%, а всего в прошлом году было получено порядка 1,5 млн т.

Результаты нынешнего года будут зависеть от бурения новых скважин: на Ярегской площади планируется построить 31, на Лыаельской – 18. Помимо этого планы компании предусматривают бурение в 2019–2021 гг. 12 паронагнетательных скважин с наклонным устьем и 8 зумпфовых скважин на Яреге. На Лыаельской площади предстоит пробурить 24 наклонно-направленные скважины, три вертикальные и пять добывающих с горизонтальным окончанием.

Компания вплотную приступила к реализации проекта «Ярега-2», который подразумевает очередной этап модернизации промысловой инфраструктуры. Его цель – обеспечить добычу более 3 млн т нефти в год. По оценкам экспертов, инвестиции в проект составят не менее 6,7 млрд рублей. Проект основывается на бурении добычных скважин протяжённостью до 800 м вместо существующих 300. Это важно, потому что такими скважинами из одной буровой галереи нефтяники смогут дренировать большую площадь пласта. Другая цель – создать закрытую систему накопления нефти, предотвратить или хотя бы снизить перегревание воздуха в подземных выработках, ведь сейчас пар прорывается в них, нагревает воздух и стенки до 50 ^{0}C, а нефть до 100 ^{0}C. Предотвращение угрозы техногенной катастрофы имеет первостепенное значение для Ярегского промысла. Например, в конце ноября нынешнего года на нём произошёл пожар, и в результате трагедии погибли два нефтяника.

Ещё один сложный, но перспективный проект «ЛУКОЙЛа» в Республике Коми – разработка пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Осваивать данный объект трудно по нескольким причинам: нефть имеет высокий коэффициент вязкости – от 344 до 2024 мПа • с, нефтеносная толща составляет около 50 м, а продуктивные коллекторы имеют трещиноватый, кавернозный, поровый характер. Из-за массивности толщи её крайне сложно прогревать и расплавлять нефть; из-за трещин, каверн и пор она может скапливаться в них, а не направляться в призабойное пространство скважины.

На 1 января 2018 г. начальные извлекаемые запасы данной залежи оценивались в 246 млн т, а остаточные – в 173 млн т. И так же, как и в случае с Ярегским месторождением, есть основания предполагать, что правильно подобранные инновационные технологии способны значительно увеличить нефтеотдачу. Но для инноваций нужны инвестиции. Поэтому в 2008 г. правительство обнулило НДПИ для проекта. С 2009 г. «ЛУКОЙЛ» развернул бурение оценочных скважин в краевых частях залежи, благодаря чему уточнил геологическую и гидродинамическую модель, в 2011–2015 гг. провёл опытно-промышленные работы, сформировал стратегию развития и с 2015 г. занялся интенсивным продвижением проекта.

Надо сказать, что на залежи опробовались различные технологии. Некоторые её участки разрабатываются путём

бурения традиционных скважин и использования естественной энергии пласта, что обеспечивает 20-процентный коэффициент извлечения нефти. За счёт закачки воды или газа увеличивается пластовое давление и КИН возрастает до 30–40%. В залежь закачивались реагенты с повышенным потенциалом вытеснения нефти, также проводились полимерное и другие виды химического заводнения, вытеснение нефти теплоносителями, воздействие разнообразными химическими растворами. В среднем это повышало КИН до 40–80%. Нефтяники установили, что применение пароциклической обработки (ПЦО) скважин с использованием химических реагентов, закачка пара в систему горизонтальных или перпендикулярных горизонтальных скважин и площадная закачка пара позволяют увеличить проектную нефтеотдачу в два раза.

Сейчас эксплуатационный фонд скважин на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения составляет более 250 единиц, из которых 50 нагнетательные. За 2014–2017 гг. здесь выполнено 295 операций ПЦО со средним приростом 13,4 т/сут (дополнительная добыча нефти на 1 скважину – 1772 т). А применение химических композиций («ГАЛКА» и «НИНКА») привело к увеличению эффективности ПЦО и среднему приросту дебита нефти на 45–50%.

Если в 2008 г. в пласт закачивалось 1,7 млн т пара, то в прошлом году объём вырос до 3,6 млн т. В свою очередь, если в начале десятилетия ежегодная добыча составляла 1,9 млн т нефти, то в 2018 г. она возросла до 2,66 млн т.

Однако и инвестиции в разработку залежи соответственно возросли – с 1,9 млрд до 15,6 млрд рублей в год. Сейчас планируется провести испытания технологии усовершенствованного SAGD – в 2019–2022 гг. ожидаемый эффект должен составить 547,8 тыс. т нефти. Другие направления развития инноваций – это применение поверхностно-активных веществ для комбинированной закачки совместно с теплоносителем (горячей водой, паром), использование в качестве агента закачки диоксида углерода (CO_2).

По итогам первого полугодия на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения и на Ярегском месторождении добыто в общей сложности 2,4 млн т высоковязкой нефти, что на 18% больше показателя аналогичного периода прошлого года.

Извлечение ТРИЗ поднимут кратно

Нефть трудноизвлекаемых запасов пока что наименьший (в тоннах) драйвер «ЛУКОЙЛа». Однако добыча ТРИЗ обещает самые высокие темпы роста. В этом плане выделяется Имилорское нефтегазовое месторождение в ХМАО, расположенное в 100 км от Когалыма. Открытое в начале 1980-х, оно было отложено нефтяниками на потом. Причина крылась в сложном геологическом строении месторождения и в низкой проницаемости продуктивного коллектора – менее 2 миллидарси. Первоначально запасы Имилорского по категориям $C_1 + C_2$ были оценены в 189 млн т нефти, причём более 70% из них отнесены к категории ТРИЗ.

В 2012 г. «ЛУКОЙЛ» приобрёл Имилорское месторождение вместе с Западно-Имилорским и Источным за 51 млрд рублей в ходе ожесточенного аукциона, в котором участвовали многие российские ВИНК. Да, мировые цены на нефть в то время были высокими и продолжали расти, но сам факт высокой конкуренции за актив, состоящий из ТРИЗ, свидетельствовал о том, что российские нефтяники воспринимают их как перспективные и привлекательные ресурсы. Это подтверждает и политика компании: «ЛУКОЙЛ» начал опытно-промышленную разработку Имилорского уже в 2014 г., то есть в разгар кризиса цен на нефть. При этом недропользователь после внимательного изучения модели месторождения сначала снизил оценку запасов до 100 млн т. Но сейчас рассчитывает выявить новые «этажи» продуктивных горизонтов.

Компания инвестировала свыше 6,4 млрд рублей, пробурила 35 скважин и к 2017 г. увеличила производительность месторождения в 10 раз, до 500 тыс. т в год. Но для полномасштабной разработки объекта, где ТРИЗ составляют 72% сырьевой базы, «ЛУКОЙЛу» требовалось улучшение экономики проекта. Как утверждает «КоммерсантЪ», почти половина запасов Имилорского находится в низкопроницаемых коллекторах, которые облагаются ставкой НДПИ в размере 20%, а ещё часть относится к аномальному разрезу баженовской свиты с нулевой ставкой НДПИ. Льготы начали действовать с нынешнего года.

Источник, близкий к «ЛУКОЙЛу», рассказал «Нефти России», что компания составила программу промышленной разработки Имилорского, которая основана на строительстве многозабойных скважин с горизонтальным окончанием, а также на проведении многозонного ГРП, включая AFS. По этим планам пик производства будет достигнут в 2027 г. и составит более 2,2 млн т против 1 млн т в 2019 году.

Открытое в 1986 г. месторождение им. Владимира Виноградова тоже «тяжёлый» для эксплуатации объект, обладающий, тем не менее, перспективами зна-

чительного увеличения добычи. Главный объект разработки – пласт АС3 фроловской свиты – имеет сложное разломно-блоковое строение, проницаемость коллектора составляет 0,97 • 10–3 мкм^2. Но начальные извлекаемые запасы главной залежи оцениваются в 64,3 млн т, то есть позволяют относить месторождение к разряду крупных.

Первый опыт добычи был получен здесь ещё в 2009 г., тогда же оператор – ООО «РИТЭК» – для получения льгот по НДПИ стал готовить обоснование отнесения запасов к ТРИЗ. В 2015 г. стартовала опытно-промышленная разработка выбранных участков. Подбирались наиболее эффективные технологии. Впервые в РФ была успешно испытана специально разработанная для данного объекта технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на «линейной» жидкости. Апробировался различный дизайн скважин – с применением ГРП, линейным гелем, длиной горизонтального ствола до 2000 м, с большим количеством портов – до 16. Начала формироваться уникальная для низкопроницаемых коллекторов система разработки с применением ГС как для добычи нефти, так и для организации системы поддержки пластового давления. В 2015–2019 гг., за время проведения ОПР, ежегодный объём добычи нефти вырос с 232 до 457 тыс. т. Со следующего года «РИТЭК» намерен перейти к промышленной разработке, и если всё пойдет по плану, то в 2023 г. производство увеличится уже до 2034 тыс. т.

Ещё один центр роста в Западной Сибири – месторождения Большехетской впадины на Гыданском полуострове. Крупнейший нефтяной объект здесь – Пякяхинское нефтегазоконденсатное месторождение. Его строение и, соответственно, разработка осложнены наличием газовых шапок и нефтяных оторочек. Поэтому эксплуатация нефтяной залежи основывается на сочетании работы многозабойных добывающих и горизонтальных нагнетательных скважин. Благодаря этой технологии каждая нефтяная скважина позволяет ежесуточно извлекать более 50 т, что практически в два раза превышает средний дебит новых скважин «ЛУКОЙЛа» на других месторождениях. Производство нефти стартовало на Пякяхинском в 2016 г., а газа и конденсата – в 2017-м. К началу нынешнего года накопленная добыча жидких УВ превысила 3 млн т. В 2018 г. рост продуктивности месторождения замедлился до 4%, но, скорее всего, это имеет временный характер, так как бурение нефтяных и газоконденсатных скважин продолжается.

Требуется подвижность

Анализируя рост производства «ЛУКОЙЛа», интересно рассмотреть конкретные цифры эффекта от предоставления налоговых льгот. Например, льготирование по НДПИ добычи из низкопроницаемых коллекторов месторождения им. Виноградова позволит получить дополнительно свыше 13 млн т нефти (2014–2027 гг.). Благодаря этому доход государства за тот же период составит 90 млрд рублей. Льготы, предоставленные из-за высокой вязкости пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, обусловят прибавку в объёме более 24 млн т нефти (2009–2027 гг.). А государство дополнительно получит 100 с лишним миллиардов рублей.

Илья Мандрик, вице-президент по геологоразведке и разработке «ЛУКОЙЛа», предлагает ввести новации при принятии решений о предоставлении налоговых льгот для добычи нефти, например числовой термин «подвижность нефтяной жидкости». Он объединит проницаемость коллектора и вязкость нефти и позволит комплексно оценивать скорость фильтрации сырья в пласте, а значит, и потенциальную эффективность разработки.

В целом в российских активах «ЛУКОЙЛа» остаточные извлекаемые запасы нефти по залежам с подвижностью менее «5» на 01.01.2018 г. составляют 386 млн т ($АВ_1/С_1 + В_2/С_2$), в том числе по залежам с выработанностью менее 10% – более 226 млн т. И их разработка может претендовать на получение льгот.

«Принятые государством меры налогового стимулирования оказали заметное положительное влияние на активизацию разработки ТРИЗ и динамику налоговых отчислений, но являются недостаточными для полной компенсации выработки активных запасов соответствующими объёмами добычи из ТРИЗ», – считает И. Мандрик.

Газовый рост

Добыча газа Группой «ЛУКОЙЛ» за девять месяцев нынешнего года составила 25,6 млрд м^3, что на 4% больше по сравнению с аналогичным периодом 2018 г. Основным фактором роста стало развитие проектов в Узбекистане. В апреле 2018 г. здесь была введена в строй вторая очередь Кандымского газоперерабатывающего комплекса общей мощностью 8,1 млрд м^3 в год. В октябре нынешнего года состоялся официальный вывод данного предприятия на проектную мощность. Комплекс перерабатывает сырьё с высоким содержанием конденсата и серы Кандымской группы газовых месторождений, включающей месторождения Кандым, Кувачи-Алат, Аккум, Парсанкуль, Ходжи, Западный Ходжи. Кроме того, в Кандымский проект входят месторождения Шады и Хаузак. Запасы газа в рамках всего проекта оцениваются в 207 млрд м^3, конденсата – 8 млн т. Объём добычи газа в 2019 г. должен составит по этому проекту 9,1 млрд м^3.

Помимо Кандамского проекта «ЛУКОЙЛ» осуществляет в Узбекистане Гиссарский проект. Запасы газа в его рамках составляют 134 млрд м^3, жидких углеводородов – 11,4 млн т. В настоящее время компания поддерживает здесь добычу на уровне 4,3 млрд м^3 в год. ■

Быть ли новому суперкластеру?

«Роснефть» реализует проект «Восток Ойл», предусматривающий комплексную разработку месторождений на севере Западной и Восточной Сибири

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Надо ли России незамедлительно приступать к освоению своих арктических углеводородных кладовых или это задача следующих поколений? Дискуссии на данную тему не утихают уже не первый год. С одной стороны, огромная стоимость арктических проектов на фоне не слишком высоких нефтяных котировок, западные санкции и наличие запасов в регионах с более мягким климатом заставляют задуматься о целесообразности разворачивания «северной эпопеи». С другой стороны, освоение крупнейших нефтегазоносных провинций на севере страны и на её шельфе сделали бы Россию безусловным лидером на мировом углеводородном рынке. Конечно, освоение Арктики – дело весьма непростое. И здесь нужны не только гигантские инвестиции и передовые технологии, но и новые организационные подходы. Такой подход предложила компания «Роснефть», выдвинувшая идею формирования арктического мегакластера «Восток Ойл», в который вошли бы как шельфовые, так и сухопутные месторождения. При наличии соответствующих государственных стимулов в данный проект можно было бы привлечь зарубежных инвесторов. Это позволило бы довести добычу в рамках нового кластера до 100 млн т в год и обеспечить загрузку Северного морского пути.

Фундамент кластера

«В настоящее время мы рассматриваем возможность создания арктического кластера, который в полном объёме будет работать на решение поставленной Вами задачи – достижения до 2024 г. 80 млн т грузопотока по Северному морскому пути», – сказал глава «Роснефти» Игорь Сечин в ходе встречи с Президентом РФ В. В. Путиным в апреле 2019 г.

Мегакластер может быть создан на основе уже действующих и перспективных проектов «Роснефти» в Арктическом регионе, которые могут включить в себя Ванкорский кластер, в том числе Ванкор, Сузун, Тагул, Лодочное месторождение, ряд геологоразведочных проектов Южного Таймыра. Например, «Ермак», разрабатываемый совместно с BP. В перспективе в сверхкластер могут войти месторождения Восточного Таймыра в районе Хатанги.

Безусловно, фундаментом для создания нового арктического суперкластера призван стать уже успешно реализуемый Ванкорский проект. Он включает в себя Ванкорское, Сузунское, Тагульское и Лодочное месторождения, расположенные на севере Восточной Сибири – в Туруханском районе и Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Красноярского края (см. рис. 1). Оператором данного проекта является ООО «РН-Ванкор» – дочернее общество ПАО «Роснефть». Оно было образовано 1 апреля 2016 г. путём выделения из АО «Ванкорнефть», созданного ещё в 2004 г.

Ванкорское месторождение открыто в 1988 г. и относится к числу уникальных. Его начальные извлекаемые запасы составляют 480 млн т нефти и конденсата и 177 млрд м^3 газа. Достаточно крупным является также Тагульское месторождение, запасы которого по категориям $АВ_1С_1 + В_2С_2$ достигают 296 млн т и 251 млрд м^3 соответственно. Им уступают Лодочное (89 млн т, 81 млрд м^3) и Сузунское (51 млн т, 37 млрд м^3) месторождения.

Кроме того, «РН-Ванкор» проводит геологоразведочные работы на 20 лицензионных участках в Красноярском крае и частично в Ямало-Ненецком автономном округе.

Промышленная добыча на Ванкорском месторождении началась в июле 2009 г. *«Ванкор – это первый и поэтому столь значимый шаг к реализации масштабного стратегического проекта по комплексному освоению углеводородных месторождений севера Красноярского*

края и Ямало-Ненецкого автономного округа. В ближайшие годы здесь должна появиться новая российская нефтегазоносная провинция», – отметил Владимир Путин в ходе официальной церемонии ввода месторождения в эксплуатацию, которая состоялась 21 августа 2009 г.

Освоение месторождения шло ударными темпами. Так, в 2010 г. велись активное разбуривание и обустройство. Фонд добывающих скважин на конец года достиг 124 шт., было обустроено 19 кустовых площадок. Продолжалось строительство основных объектов месторождения, ключевым из которых стал Центральный пункт сбора нефти (ЦПС). В итоге уже в 2010 г., который стал первым полным календарным годом эксплуатации месторождения, на Ванкоре было добыто 12,7 млн т нефти.

К 2017 г. производство выросло до 22,2 млн т, а в 2018-м оно снизилось до 21,8 млн т. По состоянию на конец 2018 г. фонд действующих добывающих скважин насчитывал 596 единиц.

В сентябре 2019 г. отмечалось 10-летие с начала промышленной добычи на Ванкоре. Накопленная добыча на месторождениях кластера за этот период составила более 192 млн т жидких углеводородов, в Единую газотранспортную систему страны было отправлено более 29 млрд м^3 товарного газа.

С 2009-го по 2019 г. благодаря геологоразведочным работам ресурсный потенциал лицензионных участков Ванкора увеличился более чем в два раза. Запасы нефти Ванкорского проекта за 10 лет выросли на 20 %, газа – на 54%.

На Ванкоре широко используются новейшие технологии разработки запасов. В частности, в августе 2019 г. появилась информация о том, что средний запускной дебит многозабойных скважин увеличился на 55% благодаря применению технологии фишбон (англ. Fishbone –«рыбья кость»). Всего на месторождениях кластера построено уже более 120 скважин по данной технологии, длина самой протяжённой из них составила 4711 м. Максимальный стартовый дебит зафиксирован на скважине Сузунского месторождения – 663 т/сутки. Всего в 2019 г. на месторождениях кластера планируется пробурить 53 многозабойные скважины.

Ванкор значительно удалён от объектов дорожной инфраструктуры (более чем на 1500 км), поэтому там реализован автономный принцип работы. Для выработки электрической и тепловой энергии построен собственный энергетический комплекс с Ванкорской газотурбинной электростанцией мощностью 200 мВт. Сооружён завод по производству дизельного топлива для собственных нужд. Кроме того, построены автодороги, автозимники, налажена система поставки грузов в навигационный период по реке Большая Хета (приток Енисея).

Для транспортировки нефти с месторождений кластера построен магистральный нефтепровод Ванкор – Пурпе протяжённостью 556 км. Центральный пункт сбора нефти Ванкора – самый крупный в отрасли по своим масштабам. Производительность каждой из трёх технологических линий по подготовке нефти достигает 7,5 млн т в год . Общий объём резервуарного парка составляет 370 тыс. м^3.

В штате ООО «РН-Ванкор» числится более 6 тыс. работников. Ежедневно на месторождениях кластера трудится поряд-

ка 10 тыс. человек (с учётом подрядных организаций и строителей). Вахтовые бригады доставляются на месторождение воздушным путём. Для этого был полностью реконструирован аэропорт города Игарка, включая взлётно-посадочную полосу. На сегодняшний день аэропорт принимает 380 тыс. пассажиров в год.

В условиях западных санкций важнейшей задачей отечественного НГК стал поиск новых источников финансирования. В частности, большие надежды возлагаются на привлечение инвесторов из стран АТР. И Ванкор стал важнейшей площадкой такого международного сотрудничества. В 2016 г. 49,9% в проекте приобрёл консорциум индийских компаний в составе Oil India Limited, Indian Oil Corporation Limited, Bharat PetroResources Limited, а также ONGC Videsh Limited. При этом «Роснефть» сохраняет за собой 50,1% акций «Ванкорнефти». Оценка Ванкорского проекта составила 3,4 доллара в расчёте на один баррель запасов углеводородов (по категории 2P методологии PRMS), что отражает высокий потенциал ресурсной базы проекта.

Однако индийские компании участвуют непосредственно в проекте освоения Ванкорского месторождения, а не всего кластера. Разработкой Сузунского месторождения занимается АО «Сузун», Тагульского – ООО «Тагульское».

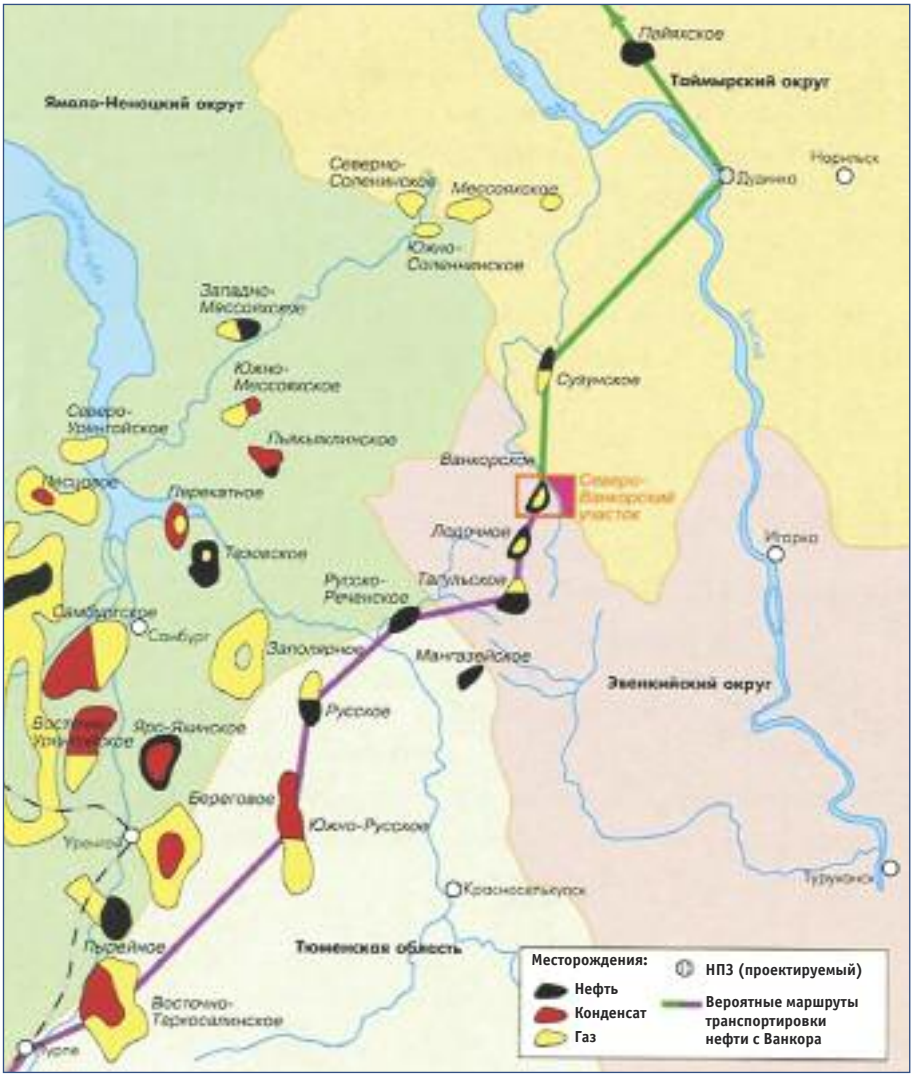
Первый этап освоения Сузунского месторождения стартовал в 2016 г. На конец 2018 г. там было пробурено 44 эксплуатационные скважины, а добыча в прошлом году достигла 4,1 млн т.

Освоение Сузуна ведётся в синергии с Ванкором в части общего электроснабжения, транспорта нефти (через ЦПС Ванкорского месторождения в нефтепровод Ванкор – Пурпе и далее – в систему АК «Транснефть»).

Второй этап Сузунского проекта должен стартовать в 2020 г. Он предполагает реализацию газовой программы, обеспечивающей подготовку и транспортировку газа на Ванкорское месторождение, а также создание объектов внешнего электроснабжения и вспомогательной инфраструктуры.

Что касается Тагульского, то оно отличается сложной структурой с множественными коллекторами. Его эксплуатация началась в 2018 г., эксплуатационный фонд скважин к концу года достиг 64 единиц. Добыча ведётся с использованием мобильных установок подготовки нефти, её объёмы в 2018 г. составили 1,3 млн т.

Рис. 1. Месторождения Ванкорского кластера



В планах на ближайшее будущее – продолжение строительно-монтажных работ на первом пусковом комплексе установки подготовки нефти (УПН) проектной мощностью 2,3 млн т в год, а также на других объектах обустройства месторождения (кустовые площадки, нефтепроводы и прочие).

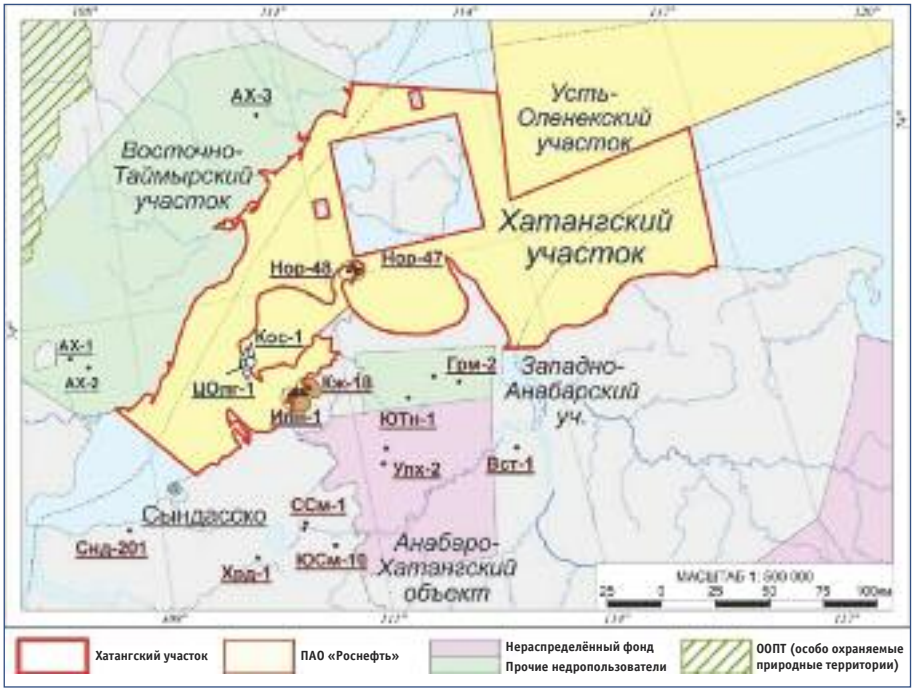
Лодочное месторождение – многозалежное, оно относится к крупным по величине извлекаемых запасов и к сложным по геологическому строению. С целью оценки добычных возможностей основных объектов разработки в наиболее перспективных зонах в 2017 г. была начата опытно-промышленная эксплуатация месторождения. В 2018 г. были закончены бурением десять эксплуатационных скважин (в том числе две многозабойные), из них четыре скважины введены в эксплуатацию. Добыча нефти за прошлый год в рамках этапа опытно-промышленной разработки составила 0,3 млн т.

В ходе подготовки к вводу в промышленную эксплуатацию на месторождении будет продолжено эксплуатационное бурение и строительство объектов инфраструктуры (установка подготовки нефти, газокомпрессорная станция, высоковольтные линии электропередачи и др.).

Открытие на Хатанге

Вторым «кирпичиком» нового арктического суперкластера должны послужить углеводородные ресурсы шельфа Северного Ледовитого океана. В декабре 2015 г. «Роснефтью» была получена лицензия на разработку Хатангского участка, расположенного в Хатангском заливе, в юго-западной части моря Лаптевых, на севере Красноярского края (см. рис. 2). Площадь участка составляет 18,709 тыс. км^2, глубина воды дости-

Рис. 2. Лицензионные участки в районе Хатанги



гает 32 м. В данном районе были выполнены работы – пройдена 21 тыс. пог. км сейсмики 2D, что позволило выявить 114 перспективных нефтегазоносных структур.

Третьего апреля 2017 г. Президент РФ Владимир Путиным дал официальный старт бурению скважины Центрально-Ольгинская-1, которая стала самой северной на российском арктическом шельфе. Её строительство было завершено 1 мая 2018 г. По результатам бурения подтверждена нефтегазоносность акватории моря Лаптевых и открыто месторождение Центрально-Ольгинское с извлекаемыми запасами (по категориям $C_1 + C_2$) 81 млн т нефти. В целом же, по оценкам «Роснефти», потенциальные ресурсы моря Лаптевых могут достигать 9,5 млрд н. э.

Центрально-Ольгинское расположено в пределах полуострова Хара-Тумус, в 350 км северо-восточнее посёлка Хатанга на Таймыре. Его шельфовая часть находится в акватории Хатангского залива моря Лаптевых.

Около трети запасов Центрально-Ольгинского месторождения оказались на территории сухопутного участка Хара-Тумус, который ещё находится в нераспределённом фонде. Поэтому уже в июле 2017 г. «Роснефть» попросила Минприроды выставить на торги соседний участок Хара-Тумус, содержащий ресурсы (по категории D_1) в размере 3,2 млн т нефти и 6,8 млрд м^3 газа.

В ноябре 2017 г. Роснедра объявили о проведении конкурса по участку Хара-Тумус. В его условия было включено требование о наличии у участников лицензии на шельф Арктики. Таким образом, принять участие в нём могли только две компании – «Роснефть» и «Газпром». Однако газовый концерн не проявлял интереса к работам в этом районе. Вместе с тем, такое условие позволяло не допустить к конкурсу «ЛУКОЙЛ», работающий на сухопутном Восточно-Таймырском участке в районе Хатангского залива.

Одновременно Роснедра издали приказ об изменении запасов участка Хара-Тумус. Согласно конкурсной документации, на участке стали числиться не только ресурсы, но и запасы нефти по категории C_1 в размере 0,225 млн т и по категории C_2 – 26,7 млн т.

Конкурс на участок Хара-Тумус был назначен на март 2018 г. Однако он не состоялся, поскольку единственный заявитель – «Роснефть» – не представил обеспечительный платёж и технико-экономическое обоснование освоения участка. Тем не менее компания заявила, что сохраняет интерес к Хара-Тумусу, а решение о подаче документов отложено до окончания исследований Хатангского участка. В свою очередь, представители Минприроды заявили, что госкомпании не проявили интереса к Хара-Тумусу и поэтому повторного конкурса по данному участку в ближайшее время проводиться не будет.

Медвежий угол «ЛУКОЙЛа»

Ранее большой интерес к региону Хатанги проявлял и «ЛУКОЙЛ». В 2013 г. глава компании Вагит Алекперов обсуждал с Владимиром Путиным возможность развёртывания работ в данном районе. *«Это медвежий угол в 900 км от городов и коммуникаций. С Вашего одобрения мы начали бы детальную проработку, чтобы начать формирование там инфраструктуры»*, – заявил Алекперов на встрече с президентом страны.

«ЛУКОЙЛ» получил лицензию на Восточно-Таймырский участок, площадь которого составляет 13,8 тыс. км^2, а ресурсный потенциал по категории D_2 оценивался в 4,5 млн т нефти, 0,5 млн т газоконденсата и 9,3 млрд м^3 газа. Весной 2017 г. компания начала бурить первую разведочную скважину на данном участке. Однако скважина глубиной 5,5 тыс. м оказалась «сухой».

Поэтому в июне 2018 г. «ЛУКОЙЛ» заявил, что он не будет продолжать бурение на Восточно-Таймырском участке из-за его бесперспективности. Как сообщил глава компании Вагит Алекперов, пробуренная скважина и имеющиеся данные сейсморазведки не дают основания полагать, что там есть нефтегазоносная провинция. Компания приняла решение демонтировать и вывезти буровую. Однако «ЛУКОЙЛ» пока оставил за собой лицензию для проведения камеральной работы без бурения дополнительной скважины.

Как сообщили представители компании, в IV квартале 2017 г. «ЛУКОЙЛ» списал около 9 млрд рублей расходов на бурение «сухих» скважин, в первую очередь на Восточно-Таймырском участке.

Но в декабре 2019 г. вице-президент «ЛУКОЙЛа» по геологоразведке и разработке Илья Мандрик сообщил, что компания продолжает оценку результатов геологоразведки на Восточно-Таймырском участке и окончательное решение о судьбе проекта ещё не принято. По его словам, в настоящее время ведётся оценка результатов сейсморазведки 3D.

Но неудача «ЛУКОЙЛа» – не показатель для «Роснефти». Компания рассчитывает, что Хатанга станет важной частью нового формируемого арктического мегакластера.

Новые приобретения

Проект «Восток Ойл» может прирасти и другими участками на севере Западной и Верхоточной Сибири, в том числе на Таймыре. Так, в октябре 2019 г. «Роснефтью» была получена лицензия на право пользо-

вания Западно-Иркинским участком недр с запасами (по категории C_2) в объёме 12 млн т нефти и ресурсами – 813 млн т н. э. Данный участок частично расположен на территории Пайяхской группы месторождений, разработкой которой занимается компания «Нефтегазхолдинг». Около 70% участка находится на территории государственного природного заказника «Бреховские острова», который относится к водно-болотным угодьям международного значения. Поэтому Минприроды намерено ввести специальный режим на весь период геологоразведочных работ на Западно-Иркинском, чтобы проконтролировать соблюдение всех экологических норм.

А в декабре 2019 г. «Роснефть» выиграла аукцион Роснедр на три участка в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе – Янгодский, Северо-Джангодский и Мезенинский. Общая сумма разового платежа составила более 6 млрд рублей. На эти же активы претендовали «Сургутнефтегаз» и Красноярская нефтегазовая компания, но «Роснефть» предложила на аукционах более высокую цену.

По данным Государственной комиссии по запасам, ресурсный потенциал Янгодского участка составляет 1,4 млн т нефти и 27,6 млрд м³ газа; Северо-Джангодского – 1,5 млн т и 20 млрд м³, Мезенинского – 4,5 млн т и 26 млрд м³. А по оценкам самой «Роснефти», ресурсная база этих участков достигает 177 млн т нефти и 448 млрд м³ газа. *«Данная оценка базируется на результатах геологоразведочных работ, реализуемых компанией в данном регионе, в том числе на смежных лицензионных участках»*, – отмечается в пресс-релизе компании.

Пути «Ермака»

Наконец, третий компонент планируемого арктического мегакластера – проект «Ермак». Ещё в июне 2016 г. «Роснефть» и BP в рамках XX Петербургского международного экономического форума подписали юридически обязывающие документы о создании нового совместного предприятия – ООО «Ермак Нефтегаз». Доли партнёров распределились следующим образом: «Роснефть» – 51%, BP – 49%.

Планировалось, что это СП займётся геологоразведкой в двух зонах взаимных интересов (ЗВИ) – в Западной Сибири и бассейне Енисей – Хатанга общей площадью порядка 260 тыс. км². На начальном этапе намечалось продолжить оценку Байкаловского месторождения, открытого «Роснефтью» в 2009 г. и расположенного в ЗВИ Енисей – Хатанга, а также провести геологоразведку на Западно-Ярудейском, Хейгинском и Аномальном участках недр в ЗВИ в Западной Сибири. Геологоразведочные работы в двух ЗВИ предполагают региональные исследования, проведение сейсморазведки и бурение поисково-разведочных скважин.

Участники СП договорились о том, что BP выделит до 300 млн долларов (в два этапа) в качестве своего вклада в финансирование геологоразведки. «Роснефть» предоставит лицензии и производственные мощности в Западной Сибири и бассейне Енисей – Хатанга.

В 2018 г., по данным Минприроды, «Ермак Нефтегаз» при бурении разведочной скважины Байкаловская № 21 на Байкаловском месторождении в Красноярском крае обнаружил залежи углеводородного сырья. Байкаловский участок расположен в 80 км от Дудинки – одного из крупнейших портов Арктической зоны России.

В рамках программы доразведки месторождения планируется пробурить как минимум две разведочные скважины и получить геологические данные, которые позволят уточнить ресурсный потенциал Байкаловского месторождения (по данным Роснедр, он оценивается в 51,9 млн т).

В 2019 г. дочернее предприятие ООО «Ермак нефтегаз» – ООО «Среднеленское» – получило от «Роснефти» две лицензии в Якутии – на Среднеленский и Олекминский участки. Первый из них «Роснефть» приобрела на аукционе в 2015 г. Его извлекаемые ресурсы нефти ($D_1 + D_2$) составляют 5,8 млн т, газа – 14,1 млрд м³. Лицензия на Олекминский участок была приобретена госкомпанией также в 2015-м. Его ресурсы нефти (D_2) – 12,3 млн т, газа – 39,7 млрд м³.

Таким образом, «Ермак» располагает пакетом активов в различных регионах Западной и Восточной Сибири и вполне может рассматриваться как одно из ключевых звеньев будущего арктического мегакластера.

С помощью соседей

В состав «Восток Ойла» может также войти так называемая Пайяхская группа, которая включает четыре участка недр в Красноярском крае, на северо-западе п-ва Таймыр: Пайяхский, Северо-Пайяхский, Песчаный и Иркинский (см. рис. 3). Этот проект реализует компания «Нефтегазхолдинг», контролируемая бывшим топ-менеджером «Роснефти» Эдуардом Худайнатовым. На территории Пайяхи открыто шесть нефтегазовых месторождений.

Весной 2019 г. Роснедра поставили на госбаланс 1,2 млрд т нефти извлекаемых запасов (по категориям $C_1 + C_2$) Пайяхской группы. Таким образом, она может считаться крупнейшим по ресурсам нефтяным активом, созданным в РФ в постсоветский период, сопоставимым по масштабам с Фёдоровским месторождением в Западной Сибири и более чем вдвое превосходящим Ванкор. Хотя, по мнению ряда экспертов, оценка Роснедр может оказаться завышенной. Чтобы её подтвердить или опровергнуть, необходимо проводить дополнительные геологоразведочные работы. Кроме того, запасы Пайяхи относятся к трудноизвлекаемым, поскольку пласты имеют высокую пористость и низкую проницаемостью. Программа ГРР оценивается в 30 млрд рублей. В течение шести лет планируется пробурить 25 скважин и провести 1,9 тыс. км² сейсмики 3D. Ещё в 2017 г. «Нефтегазхолдинг» заявлял о намерении инвестировать в разработку Пайяхи 5 млрд долларов. По другим оценкам, объём инвестиций составит около 20 млрд долларов.

К лету 2019 г. на Пайяхе закончились вышкомонтажные и пусконаладочные работы, и компания приступает к бурению первого куста скважин на Пайяхском месторождения. До конца года планируется завершить строительство трёх разведочных и двух эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием 1000 м. Это позволит уточнить систему разработки и подобрать оптимальные технологические решения.

В ближайшие годы в рамках развития проекта планируется бурение порядка 6 тыс. скважин. Будет построена вся необходимая инфраструктура: автодороги, телекоммуникации, объекты электрогенерации суммарной мощностью 1 ГВт. Ввод месторождения в промышленную эксплуатацию намечен на 2024 г. Планируемый объём добычи – 26 млн т в год.

Для обеспечения транспортировки сырья предполагается соорудить магистральный нефтепровод протяжённостью около 400 км до побережья Северного Ледовитого океана и морской нефтеналивной терминал «Порт бухта Север» мощностью 25 млн т в год. Оттуда нефть будет отправляться по Северному морскому пути в страны Европы и Азии.

В 2017 г. компания «ННК-Таймырнефтегаз», контролируемая Э. Худайнатовым, договорилась с судостроительным

Рис. 3. Пайяхская группа месторождений и прилегающие участки

комплексом «Звезда» и «Роснефтефлотом» о строительстве и эксплуатации 10 арктических нефтеналивных танкеров-челноков ледового класса типоразмера Handysize, которые смогут вывозить нефть с Пайяхи.

Вполне закономерно, что «Роснефть» и «Нефтегазхолдинг» решили включить Пайяху в периметр проекта «Восток Ойл» (учитывая близость данного актива к уже упоминавшимся участкам «Роснефти» на Таймыре). Огромные ресурсы Пайяхской группы станут очень важным вкладом в этот арктический мегакластер.

Стимул для развития флота

Реализация проекта «Восток Ойл» требует наличия флота, способного работать в условиях Арктики. По поручению Президента РФ консорциум в составе «Роснефти», «Газпромбанка» и «Роснефтегаза» создаёт на Дальнем Востоке России промышленный и судостроительный кластер. Его ядром станет новый судостроительный комплекс (ССК) «Звезда», который можно назвать подлинной надеждой отечественного судостроения.

Проект строительства ССК «Звезда» реализуется в несколько этапов. Уже начата производственная деятельность на объектах первой очереди – блок корпусных производств, окрасочные камеры и тяжёлый достроечный стапель для производства среднетоннажных судов и морской техники. Вторая очередь предусматривает ввод в эксплуатацию сухого дока и производственных цехов полного цикла для производства крупнотоннажных судов и морской техники. В дальнейших планах – создание производственных цехов для строительства офшорной морской техники. Поэтапный ввод в эксплуатацию всего комплекса производств ССК «Звезда» будет завершён к концу 2024 г.

«Звезда» – первая в России верфь крупнотоннажного судостроения, способная удовлетворить потребности российских заказчиков в строительстве морской техники для обеспечения добычи природных ресурсов на континентальном шельфе страны, в том числе буровых платформ, имеющих возможность работать круглогодично в условиях Арктики, а также коммерческих судов для транспортировки грузов по внутренним и внешним морским путям, танкеров типа «Афрамакс» и «Суэцмакс», работающих на газовом топливе и отвечающих всем самым последним экологическим нормам.

Пилотную загрузку комплексу обеспечивает «Роснефть», которая заключило с АО «ДЦСС» эксклюзивное соглашение о размещении всех заказов на строительство новой морской техники и судов на его мощностях, а также контракты на проектирование, строительство и поставку многофункциональных судов снабжения усиленного ледового класса.

Предполагается, что это будет самая современная в стране верфь с объёмом металлообработки 330 тыс. т в год. До 2035 г. там будет произведено 178 единиц судов и морской техники, включая высокотехнологичные, крупнотоннажные суда, морские буровые, разведочные и добычные платформы, суда обслуживающего флота, в том числе ледового класса.

Кроме того, на «Звезде» впервые в России должно начаться строительство специальных танкеров и судов-газовозов для транспортировки углеводородов. Это потребует уникальных технических решений, большинство из которых российскому судостроению придётся осваивать впервые.

Инвестиции и льготы

Как заявил И. Сечин, новая ресурсная база в Арктике станет не только основой развития уникального российского транспортного коридора – Северного морского пути, – но и центром привлечения стратегических инвесторов в российскую экономику.

Действительно, этот проект поражает своими масштабами. По данным «Роснефти», инвестиции в него могут превысить 5 трлн рублей. Будет построено 5500 км трубопроводов, морские терминалы мощностью до 100 млн т в год, аэропорты, линии электропередачи и т. д. А по оценке компании KPMG, сумма инвестиций окажется ещё больше – 8,5 трлн рублей.

«При подтверждении прогнозов по запасам затраты на разработку новой нефтегазовой провинции могут составить 10 трлн рублей. Там надо построить автомобильные дороги, железную дорогу, линии электропередачи, порт, аэропорт, трубопроводы, сервисные базы. Чуть больше половины затрат – это

стоимость бурения, остальное – инфраструктура и обустройство месторождений», – дал свою оценку заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин.

Найти такие деньги внутри страны будет непросто. Поэтому «Роснефть» надеется разделить бремя финансирования с иностранными инвесторами. В сентябре 2019 г., в ходе переговоров на высшем уровне в рамках Восточного экономического форума обсуждался вопрос об участии в проекте «Восток Ойл» индийских компаний. Эта же тема была поднята и в ходе визита И. Сечина в Индию, также состоявшегося в сентябре. Как отмечают в «Роснефти», проект может рассматриваться в качестве энергетического моста между нашими странами, который обеспечит энергобезопасность Индии в условиях возрастающих геополитических рисков.

Тема участия Индии в финансировании создания арктического мегакластера вновь была поднята в октябре, в ходе визита на судостроительный комплекс «Звезда», индийской делегацией во главе с министром нефти, природного газа и стали Д. Прадханом. Там же состоялась встреча с главой «Роснефти» Игорем Сечиным.

А в своем докладе на XII Евразийском экономическом форуме в Вероне в октябре И. Сечин сообщил, что компания обсуждает возможное участие в проекте «Восток Ойл» с коллегами из АТР, Ближнего Востока и западных стран. В частности, приглашение стать акционером «Восток Ойл» получила BP. *«Да, “Роснефть” предлагала нам, но решения какого-то не принято, экономика проекта не определена. Россия должна определиться, нужен ли этот проект стране»*, – заявил гендиректор BP Боб Дадли газете «Ведомости».

В декабре 2019 г. глава «Роснефти» провёл встречу с представителями японского бизнеса: Агентствоа природных ресурсов и энергетики Японии, компаний JOGMEC, Inpex, Marubeni, Mitsubishi и Mitsui & Co. По данным источников, наибольшую заинтересованность в приобретении доли в проекте «Восток Ойл» выразила государственная корпорация JOGMEC. В ряде СМИ появилась информация, что японцы могут купить около 15% или 20% проекта. Участие в проекте «Восток Ойл» позволило бы Японии диверсифицировать энергетические поставки. В настоящий момент более 90% нефтепродуктов в страну поставляются с Ближнего Востока.

Однако для того чтобы заманить зарубежных инвесторов в этот арктический проект, необходимо создать экономические стимулы для его реализации. Игорь Сечин отметил в письме президенту Владимиру Путину, что нефтяные компании готовы вложить в освоение Арктики от 5 до 8,5 трлн рублей. Но для этого им нужны налоговые стимулы. Поэтому топ-менеджер попросил главу государства поддержать проект федерального закона о развитии Арктики, разработанный Минвостокразвития. Данный документ предусматривал внесение ряда изменений в Налоговый кодекс:

- бессрочное освобождение от НДПИ новых нефтегазовых месторождений на шельфе северных морей;
- вычеты из НДПИ для закупки техники и обустройства инфраструктуры по ряду действующих проектов (участки были обозначены географическими координатами и включают месторождения Ванкорского кластера);
- пониженный коэффициент к НДПИ (0,15 и 0,3) для нескольких месторождений на суше в Арктике;
- нулевые ставки налога на имущество и земельного налога, снижение налога на прибыль с 20 до 16,5% с возможность снижения его региональной ставки до 7%, страховых взносов до 7,6% (сейчас базовая ставка – 30%).

Законопроект также предполагал компенсацию затрат на геологоразведку в Арктике путём вычета из налога на прибыль с повышающим коэффициентом 3,5 для компаний, занимающихся разработкой морских месторождений, и 2,4 для месторождений на суше. Предлагалось, что эти льготы смогут получить резиденты Арктической зоны сроком до 2050 г. при условии вложений в проекты в Арктике от 100 млрд рублей. Первоначальные инвестиции для получения статуса резидента должны быть не менее 500 тыс. рублей.

По расчётам экспертов, общая сумма льгот в случае реализации данных предложений могла бы составить 2,6 млрд рублей. Но решительно против выступил Минфин. По оценке данного ведомства, только от предоставления льгот на четыре месторождения Ванкорского кластера бюджет будет терять 200–210 млрд рублей ежегодно начиная с 2020–2022 гг. при условии добычи нефти на уровне 20–22 млн т в год.

Взамен Минфин предложил предоставлять льготы на новые проекты на шельфе Арктики через налог на добавленный доход (НДД). *«Мы создаём единый режим, надеемся, что в дальнейшем (рано или поздно) все месторождения будут под него подходить и соответственно арктические проекты тоже подойдут под НДД»*, – заявил руководитель департамента налоговой и таможенной политики ведомства Алексей Сазанов.

Якобы непомерные аппетиты «Роснефти» заставили первого вице-премьера Антона Силуанова обратиться к президенту В. Путину с предложением ввести мораторий на новые льготы для НГК сроком до 2024 г. Но президент согласился установить такой мораторий лишь до конца 2019 г. За это время правительство должно завершить инвентаризацию запасов разрабатываемых месторождений *«на предмет экономической эффективности освоения (дальнейшей разработки) <…> в текущих налоговых условиях»*, говорится в поручении президента.

Компромисс между различными ведомствами был достигнут в ходе совещания правительства, состоявшегося 24 октября. Как сообщил по итогам заседания вице-премьер Юрий Трутнев, новые сухопутные арктические месторождения будут отнесены к новой, пятой категории сложности и смогут перейти на модифицированный налог на добавленный доход. Сейчас налоговая база по НДД рассчитывается как выручка от продажи нефти с месторождения за минусом 50-процентной ставки НДПИ и понесённых затрат. Специальный «арктический» НДД предполагает обнуление НДПИ в течение 12 лет с момента достижения выработанности запасов в 1%, после чего НДПИ будет расти в течение пяти лет. Фактически этими условиями смогут воспользоваться только Пайяхское месторождение «Нефтегазхолдинга» и Западно-Иркинское месторождение «Роснефти».

Как сообщил Юрий Трутнев, выпадающие доходы бюджета от предоставления этих льгот проекту «Восток Ойл» оцениваются в 60–70 млрд рублей в год (при цене нефти 60 долларов за баррель). При этом льготы начнут действовать только тогда, когда цена нефти превысит уровень, заложенный в бюджетном правиле (42,4 доллара за баррель в 2020 г.).

Но новые льготы не затронули месторождения Ванкорского кластера, к разработке которых также планировалось привлечь новых инвесторов. Это ставит вопрос о том, насколько прочным окажется фундамент нового арктического суперкластера. Поэтому, видимо, баталии на фискальном фронте продолжатся и в 2020 г. ■

Дорогие коллеги!

КПМГ поздравляет всех работников нефтегазовой отрасли с Новым годом!

Пусть 2020 год станет временем стабильного развития и откроет перед вами новые перспективы, а плодотворная работа принесет еще больше результатов!

© 2019 г. АО «КПМГ», компания, зарегистрированная в соответствии с законодательством Российской Федерации, член сети независимых фирм КПМГ, входящих в ассоциацию KPMG International Cooperative ("KPMG International"), зарегистрированную по законодательству Швейцарии. Все права защищены.

РЕКЛАМА

Энергетическая трансформация

Нефтегазовые компании на рынке ВИЭ

www.kpmg.ru

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель международной практики КПМГ по оказанию услуг компаниям нефтегазового сектора;
Максим МАЛКОВ,
директор;
Марина ШИРЯЕВА,
менеджер
Группа операционного и стратегического консультирования КПМГ в России и СНГ

С недавних пор проекты в сфере возобновляемых источников энергии стали неотъемлемой частью стратегии развития крупнейших нефтегазовых компаний во всём мире. Европейские нефтяные мейджоры уже сейчас входят в число крупнейших инвесторов в проекты ВИЭ. В 2018 г. 3–5% от общих инвестиций этих компаний приходились на ВИЭ и смежные проекты в рамках стратегий энергоперехода. В ближайшем будущем конкуренцию им могут составить и крупные национальные компании нефтегазодобывающих стран, которые также всё более активно формируют долгосрочное видение перспектив «чистой» энергетики и заявляют о своих планах.

Сколько компаний, столько стратегий

Типы проектов, в которых сейчас участвуют нефтегазовые компании и которые представляют для них наибольший интерес, можно сгруппировать в две группы: по генерации электроэнергии и по новым технологиям, используемым в транспорте, в том числе развитие сферы электромобилей. Большинство нефтегазовых компаний наращивают опыт и компетенции во всех направлениях, но чаще всего фокусируются на паре ключевых, которые связаны с региональными особенностями их основного бизнеса. Например, для Shell и BP основным фокусом является биотопливо и ветроэнергетика, Equinor – один из лидеров по морским ветроэлектроустановкам, Repsol, Total и Eni специализируются на солнечной энергетике. Такая стратегия позволяет компаниям становиться центром технологических инноваций и использовать компетенции для дальнейшей экспансии.

В то же самое время сегодня среди нефтегазовых компаний нет единой бизнес-модели в части ВИЭ. Каждая компания формирует стратегию, отталкиваясь от долгосрочного видения развития бизнеса и текущего положения дел. Так, например, к началу 2030-х Shell намерена стать лидером в области электрогенерации[1], в том числе за счёт реализации проектов ВИЭ. А Total, напротив, придерживается модели «облегчённых» активов за счёт постепенного снижения своей доли в проектах ВИЭ, начиная с этапа разработки до ввода в эксплуатацию. На этапе операционной деятельности компания остаётся основным оператором.

Чем ВИЭ привлекают нефтегазовые компании? За счёт участия в подобных проектах они в основном преследуют цели диверсификации бизнеса, усиления имиджевой составляющей и, как результат, повышения устойчивости в условиях изменяющейся конъюнктуры рынка и волатильности цен на нефть.

Вопрос престижа

Акционеры крупнейших нефтегазовых компаний заинтересованы в более «зелёном» восприятии их деятельности. В европейских странах имиджевая составляющая всё больше переходит в разряд требований. По прогнозам на 2030 г., до 32% электроэнергии в ЕС должно быть произведено из ВИЭ. Многие компании начинают вступать в так называемые «зелёные» соглашения, где они являются гарантированными покупателями энергии новых проектов ВИЭ.

Как показывает корреляция стоимости акций компаний и цены на нефть, корпорации, которые исторически уделяли меньшее внимание инвестициям в ВИЭ и фокусировались на традиционной добыче, оказались наиболее чувствительны к изменениям цен на углеводородное сырьё. При этом примеры компаний, которые выбирают вектор на диверсификацию и активное участие в смежных отраслях, таких как энергетика, включая ВИЭ, свидетельствуют, что подобная диверсификация придает большую устойчивость акционерной стоимости компании.

Одновременно с этим нефтегазовые компании обладают рядом преимуществ при реализации проектов ВИЭ. Разработка месторождений и добыча углеводородов становятся всё более сложными и дорогостоящими. При этом потребность в энергии, по прогнозам экспертов, продолжит расти, создавая возможность для ВИЭ конкурировать по рентабельности и привлекательности с традиционными

[1] См.: https://nangs.org/news/world/shell-stanet-krupneyshey-v-mire-elektroenergeticheskoy-kompaniey

источниками энергии. Вероятнее всего, общий портфель проектов нефтегазовых компаний не претерпит кардинальных изменений в среднесрочной перспективе, но уже сейчас инвестиции в ВИЭ занимают особое место в долгосрочных стратегиях развития и к 2030 г. могут составить до 20% инвестиций крупнейших игроков отрасли.

Опыт реализации крупных капитальных проектов, в том числе в сложных условиях, создаёт преимущества для нефтегазовых компаний при участии в проектах ВИЭ. Они обычно имеют возможность адаптировать свои разработки и подходы к управлению комплексными проектами и к сфере ВИЭ. Одним из наиболее показательных, успешных примеров является опыт нефтегазовых компаний по развитию морской ветроэнергетики в Великобритании и Норвегии. Используя свой опыт работы на морских платформах (включая вопросы промышленной безопасности, знание специфики планирования работы в море, проверенные технологии и оборудование для работы на шельфе и т. д.), компании могут избежать многих ошибок и узких мест. Кроме того, большинство крупных игроков отрасли имеет опыт работы в экстремально сложных природных условиях (в пустынях, Арктике).

Несмотря на то что существуют EPC-подрядчики, специализирующиеся на ВИЭ-инфраструктуре, многие нефтегазовые инжиниринговые компании начинают формировать свои подразделения ВИЭ. В то же время при масштабировании данного бизнеса нефтегазовые компании для эффективного управления новыми типами проектов вынуждены создавать новые структурные единицы.

Организационные изменения

В настоящее время крупные независимые и национальные компании находятся на различных этапах энергетического перехода в зависимости от их целей и стратегии развития. На ранних этапах инвестиций компании могут использовать синергию с основным бизнесом, в том числе в подразделениях M&A, финансах и т.п. Но проекты ВИЭ имеют более короткий жизненный цикл проектирования и разработки, являются менее капиталоёмкими и, следовательно, зачастую нуждаются в отдельной бизнес-модели. Ввиду роста числа проектов «зелёной» энергии нефтегазовым компаниям приходится проводить трансформацию своей организационной структуры и модели управления, а также выстраивать новые схемы взаимодействия с организациями всей цепочки поставок (см. рис.).

Крупнейшие нефтегазовые компании, несомненно, ставят во главу угла добычу и переработку углеводородов. В то же время, масштаб работы над проектами ВИЭ требует от них создания отдельных подразделений или выделения дочерних организаций. При этом развитие бизнеса ВИЭ неразрывно связано с совершенствованием технологической составляющей. Подразделения НИОКР могут существовать как в периметре компании, так и быть независимыми дочерними структурами. В борьбе за передовые технологии компании активно инвестируют в инновационные стартапы и формируют инвестиционные фонды.

Российские перспективы

Очевидно, что иностранные нефтегазовые компании активно вовлекаются в трансформацию бизнес-моделей для достижения целей энергоперехода, которые являются частью их долгосрочной стратегии. Что касается российских компаний, то ведущие представители отрасли также начинают включать задачи по ВИЭ в свои стратегии и уже создают подразделения, которые занимаются данными проектами. Но в сравнении с международными компаниями российские игроки находятся ещё только в начале развития данного направления. Недостаточный уровень государственной поддержки и высокая себестоимость проектов – основные причины медленного развития рынка ВИЭ в России. И сейчас наибольшие инвестиции отечественных нефтегазовых компаний в ВИЭ направлены на иностранные рынки. Это обусловлено более высокой стоимостью энергии в Европе, а также – более зрелой регуляционной средой. Очевидно, что рост рентабельности проектов ВИЭ, повышение заинтересованности в их развитии на государственном уровне и создание «зелёного» имиджа станут основными драйверами роста участия российских нефтегазовых компаний в проектах ВИЭ в России. А одним из перспективных направлений здесь могут стать удалённые территории и зоны, где отсутствует централизованная электрификация.

ВИЭ будут занимать всё более значительную долю в генерации электроэнергии. Поэтому участие в становлении этого рынка и энергетическом переходе является стратегически важным для нефтегазовых компаний, в том числе в целях сокращения технологического отставания по данному направлению от мировых лидеров. ■

Пришло ли время северного шельфа?

«Газпром нефть»

Несмотря на действие западных санкций, Арктика остаётся зоной международного сотрудничества

Юрий БАНЬКО

Очередная, 12-я по счёту, конференция «Освоение Арктического шельфа: шаг за шагом» состоялась 13 ноября 2019 г. в Мурманске в рамках проведения Мурманской международной деловой недели. В её работе приняли участие руководители и специалисты более 100 компаний нефтегазового сектора из 10 стран мира, специализирующихся на добыче и переработке углеводородного сырья, поставке продукции и услуг нефтегазовой промышленности, а также представители научно-исследовательских и образовательных учреждений, законодательных и исполнительных органов власти, дипломаты. Даже США, Канада и страны Евросоюза, участвующие в санкциях против России и его шельфового нефтегазового сектора, прислали своих делегатов.

Руководство настроено оптимистично

Участники конференции в очередной раз собрались, чтобы обсудить нынешнее состояние нефтегазовой отрасли, темпы реализации шельфовых проектов, проблемы и перспективы освоения арктических месторождений, ситуацию в геологоразведке, вопросы развития береговой базы и логистики, обеспечения промышленной и экологической безопасности и т. д.

Вполне понятно, что данное мероприятие не мог обойти вниманием губернатор Мурманской области Андрей Чибис. Выступая перед участниками

конференции, он отметил, что правительство региона намерено максимально использовать тот логистический потенциал, который существует в области. Он обосновал необходимость создания в Кольском заливе высокотехнологичной базы обеспечения шельфовых операций для всех компаний, которые будут работать на арктическом шельфе. По этому вопросу уже ведутся переговоры и поиск подходящей площадки. Глава региона напомнил и о проекте развития Мурманского транспортного узла, в частности терминала в порту Лавна. Он озвучил амбициозные планы: добиться к 2035 г. перевалки через порты Мурманской области 65 млн т грузов, а это две трети объёмов перевозок по Северному морскому пути.

Член Совета Федерации РФ Константин Долгов подчеркнул, что каждый затраченный на освоение Арктики рубль окупится сторицей. Колоссальные запасы региона будут работать на экономическое процветание России, и никакие ограничительные меры не способны остановить это поступательное движение. Хотя, отметил Константин Долгов, освоение арктического шельфа требует объединения усилий многих стран.

Опыт Норвегии достоин подражания

Норвегия накопила огромный опыт освоения арктического шельфа, строительства буровых платформ, подводных добычных комплексов. Она также является мировым лидером в обеспечении безопасности в нефтегазовом секторе. Именно норвежские компании Statoil (ныне Equinor) и Norsk Hydro вместе с руководством Мурманской области стояли у истоков создания Ассоциации подрядчиков арктических проектов «Мурманшельф», которая ежегодно, вот уже в 12-й раз, проводит конференцию «Освоение арктического шельфа: шаг за шагом», где принимают участие представители норвежского дипломатического корпуса, нефтегазовых компаний или поставщиков услуг нефтегазовому сектору. Практически всегда слово берёт и Генеральный консул Королевства Норвегия в Мурманске. И в этот раз с большим интересом участники конференции слушали выступление Эрика Сведала, занимающего ныне эту должность.

Начиная своё выступление, Эрик Сведал напомнил, что Норвегия – морская держава, которая вот уже более 50 лет ведёт реализацию шельфовых проектов. Ей удалось создать нефтегазовую отрасль с технологиями мирового уровня и богатым опытом. С момента начала своего существования она принесла стране более 14 трлн норвежских крон. Только в 2019 г. её доходы оцениваются в 286 млрд крон. В этой отрасли трудится более 170 тыс. человек. Добавленная стоимость на одного человека, занятого в НГК, составляет почти 10 млн крон в год, что несопоставимо с другими отраслями экономики.

Норвегия вносит весомый вклад в мировой энергетический сектор. Четверть потребляемого европейскими странами газа поставляет именно она. На континентальном шельфе страны в настоящее время добыто около половины первичных запасов углеводородов. Благодаря интенсивным и эффективным геологоразведочным работам эти запасы пополняются. Так, совсем недавно компания Equinor (ранее – Statoil) и её партнёры на два месяца раньше намеченного срока начали добычу на гигантском месторождении Johan Sverdrup в Северном море с извлекаемыми запасами 2,7 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Инвестиции в освоение первой фазы месторождения удалось снизить почти на треть. Ожидаемые доходы в казну государства составят 900 млрд крон. На это месторождение придётся треть всей добычи нефти в Норвегии – 660 тыс. барр./сут.

«Наш вызов заключается в том, что, как только освоение таких масштабных месторождений, как Johan Sverdrup и Johan Castberg, завершится, необходимо будет приступить к разработке новых месторождений, хотя на сегодняшний день таковые не обнаружены», – заявил Эрик Сведал.

Генеральный консул подчеркнул также тесную связь нефтяного и газового комплексов с другими отраслями экономики. Технологии, ранее применявшиеся на шельфе, могут использоваться и в других отраслях – в здравоохранении, в космической промышленности, аквакультуре. Импульс для развития получила и шельфовая ветроэнергетика, которая имеет все шансы стать крупнейшим производителем и экспортёром «зелёной энергии».

Затронул Эрик Сведал и проблему изменения климата, – необходимости снижения выбросов парникового газа. Особенно важно это здесь, в Арктике, подчеркнул он. Всё, что происходит в данном регионе, влияет на весь мир.

В череде проблем, стоящих перед нефтегазовым комплексом, Эрик Сведал особо выделил кадровую проблему. *«Нефтегазовая промышленность остановится без квалифицированного персонала»*, – подчеркнул он.

Перспективы ошеломляют

Особое внимание аудитории вызвало выступление генерального директора ООО «НОВАТЭК-Мурманск» Дмитрия Агеева. Он представил информацию не только о создании Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС), но и о динамике реализации проектов компании в области СПГ. А она впечатляет.

«НОВАТЭК» занимает второе место в рейтинге нефтегазовых компаний мира по объёмам запасов газа. Если у «Газпрома» они составляют 17 трлн 890 млрд м^3, то у «НОВАТЭКа» – 2 трлн 177 млрд м^3. Что касается добычи, то здесь позиции поскромнее, но седьмое место в мире (69 млрд м^3) всё равно впечатляет. «Газпром» здесь остаётся явным лидером (499 млрд м^3).

На рынке СПГ компания «НОВАТЭК» заявила о себе в 2017 г., введя в строй первую очередь завода «Ямал СПГ» мощностью 5,5 миллиона т в год. На 2019 г. объём производства газа на трёх линиях «Ямал СПГ» и на двух технологических линиях завода «КРИОГАЗ» (суммарная мощность 660 тыс. т в год, г. Высоцк) достиг 19 млн т. Достраивается четвёртая линия «Ямал СПГ» по технологии «Арктический каскад» мощностью 1 млн т в год.

Перспективы не просто впечатляют, а ошеломляют. В 2022–2023 гг., с запуском проекта «Арктик СПГ 2», объёмы производства сжиженного газа достигнут 27 млн т в год. В этот же период будут введены в строй перегрузочные комплексы СПГ на Камчатке и в Мурманской области. В 2023–2024 гг. планируется сдать в эксплуатацию вторую линию «Арктик СПГ 2» и завод «Обский СПГ», благодаря чему производство СПГ возрастёт до 34 млн т в год. На 2024 –2025 гг. намечен запуск третьей линии «Арктик СПГ 2», в результате чего производство сжиженного газа на предприятиях «НОВАТЭКа» достигнет 40 млн т. На 2025–2030 гг. в планах компании – запуск от трёх до пяти линий СПГ и выход на объёмы производства 57–70 млн т в год.

«Арктик СПГ 2» будет использовать ресурсную базу месторождения Утреннее на полуострове Гыдан. Мощность завода составит в общей сложности 19,8 млн т СПГ. Сжиженный газ предполагается производить на заводах, расположенных

на основаниях гравитационного типа (ОГТ), которые будут строить на ЦСКМС в Белокаменке. Все работы намечено выполнять на специализированной площадке, после чего плавучая железобетонная платформа будет буксироваться к месту установки, в непосредственной близости от газового месторождения.

В каждое ОГТ встроят резервуары для хранения СПГ и газоконденсата. Наличие отбойных устройств и загрузочных рукавов позволит осуществлять швартовку и отгрузку СПГ и газоконденсата напрямую на суда-газовозы, без строительства причалов. Подобная концепция с минимальными доработками может быть применена и на других месторождениях.

Уникальный завод

Сам ЦСКМС и изготавливаемые на нём ОГТ впечатляют своими масштабами и размерами. Основания гравитационного типа имеют размеры 330 • 153,7 • 30 м и вес 480 тыс. т, из которых 420 тыс. т – бетон и 55 тыс. т – арматура. Верхнее строение также весит немало – 168 тыс. т. Оно состоит из 14 модулей весом от 5 до 16 тыс. т со следующими габаритами: ширина от 30 до 40 м, длина от 40 до 66 м, высота от 18 до 70 м.

Самыми большими объектами ЦСКМС являются два сухих дока. Размеры каждого из них – 415 • 175 м, высота – 20,2 м. У каждого дока должно быть восемь башенных кранов. Строительство сухого дока № 1 завершено в 2019 г., второй введут в строй в 2020 г.

В комплекс для изготовления ОГТ входят участок бетонных заводов и следующие цеха: арматурный, опалубки, окраски механического оснащения, механического оснащения, технического обслуживания.

Комплекс изготовления верхних строений включает одно из самых больших производственных помещений России – цех окончательной сборки модулей с размерами 336 • 280 • 92 м. Да и другие цеха не намного меньше. Так, цех абразивной обработки и окраски имеет габариты 240 • 69 • 31 м, закрытый участок транспортировки модулей – 240 • 70 • 40 м, цех насыщения и механизации – 90 • 61 • 17,7 м. Общая площадь комплекса достигает 52,8 га.

Причальный фронт ЦСКМС – 683 м. Каждый из четырёх причалов имеет своё предназначение. Причал № 1 служит для переработки грузов площадки ОГТ, № 2 – причал бетонных заводов, № 3 – грузопассажирский, № 4 – причал модулей верхних строений.

На пике работ по строительству ЦСКМС будет занято 15 тыс. специалистов.

Создание ЦСКМС имеет значение не только для компании «НОВАТЭК», но и для всей России. В производство предполагается вовлечь сотни предприятий, НИИ, КБ. Одна из компаний, принимающая участие в сооружении причального фронта, – ОАО «Межрегионтрубопроводстрой». Данное предприятие заслуживает особых слов. В его активе – строительство нефтепровода к морскому терминалу «Варандей» компании «ЛУКОЙЛ», четырехниточного подводного перехода газопровода Бованенково – Ухта через Байдарацкую губу и двухниточного через пролив Невельского, участие в прокладке трубопроводов через Тазовскую губу, создание дюкера трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан. Кроме того, компания участвовала в обустройстве подводного добычного комплекса Киринского газоконденсатного месторождения, строительстве причалов порта Сабетта, подводного нефтепровода к морскому стационарному ледостойкому отгрузочному терминалу «Ворота Арктики», в сооружении регазификационного терминала в Калининграде. Учитывая такой опыт, не случайно «НОВАТЭК» пригласил специалистов «Межрегионтрубопроводстроя» к строительству причалов ЦСКМС.

В результате реализации данного проекта получат импульс к развитию региональные предприятия, транспортная инфраструктура, строительная индустрия, малый и средний бизнес. Наконец, Россия займёт достойную нишу на рынке СПГ и укрепит своё присутствие в Арктике.

Дочки «Газпрома» осваивают шельф

Алексей Фадеев, руководитель программ по продвижению шельфовых проектов ООО «Газпромнефть-Сахалин», остановился на работе компаний «Газпром нефть шельф», которая добывает углеводородное сырьё на арктическом шельфе, а именно на месторождении Приразломное, и «Газпромнефть-Сахалин», ведущей геологоразведку на Аяшском лицензионном участке Охотского моря.

В апреле 2014 г. с МЛСП «Приразломная» была отгружена первая партия нефти на танкер усиленного ледового класса «Михаил Ульянов», а в апреле 2019 г. преодолён рубеж добычи в 10 млн т. На пике производства ежегодно с «Приразломной» будет отгружаться 5 млн т нефти.

Буровая платформа обеспечивает выполнение всех технологических операций: бурение скважин, добычу, хранение, подготовку, отгрузку сырья на танкер. Она не зависит от поставок электроэнергии с берега. Её конструкция позволяет работать в суровых климатических условиях, выдерживать максимальные ледовые нагрузки. Фактически, «Приразломная» стала полигоном испытания арктических технологий добычи нефти.

Опыт нарабатывается и при выполнении буровых работ на Аяшском лицензионном участке Охотского моря, где климатические условия сходны с арктиче-

Рис. 1. Шельф Охотского моря: доказанный нефтеносный регион

И с т о ч н и к: ПАО «Газпром нефть».

скими (см. рис. 1). Этот опыт заключается в использовании инновационных решений, внедрении лучших стандартов безопасности, российских и зарубежных практик работы на шельфе. Здесь в 2017 г. было открыто месторождение Нептун с запасами 137 млн т нефтяного эквивалента. В 2018 г. на Баутинской площади обнаружены запасы в 415 млн т н. э. (месторождение Тритон), а в 2019 г. построена ещё одна скважина на Аяшской площади с использованием буровой платформы шестого поколения Nanhai-10.

Руководство инфраструктурой для проведения буровых работ осуществляется из единого центра в Санкт-Петербурге, где принимаются решения и происходит научно-техническая поддержка. Сам комплекс бурового обеспечения находится в порту Корсаков, откуда доставляется персонал на буровую установку и куда принимаются отходы бурения. А в непосредственной близости от места бурения, в Неглинке, находится центр медицинской эвакуации.

Алексей Фадеев рассказал, как компания уходит от импортозависимости. Были определены 20 стратегических направлений, восемь из которых – критически важные. К примеру, при проведении сейсморазведочных работ вместе с ОАО «МАГЭ» удалось отказаться от иностранного оборудования путём приобретения 2800 отечественных донных станций сейсморазведки «КРАБ».

Флот не остаётся без дела

Если говорить об освоении шельфа и проведении геологоразведочных работ, то нельзя не остановиться на итогах работы ещё одной дочерней компании «Газпрома» – ООО «Газпром флот», – выполняющей буровые работы на шельфе Баренцева, Карского и Охотского морей, где с 1994 г. были открыты девять морских месторождений с общими запасами – 2 млрд т условного топлива, построены 64 скважины на шельфе. В арсенале компании две современные ППБУ – «Полярная звезда» и «Полярное сияние».

В 2019 г. обе установки были задействованы в строительстве эксплуатационных скважин на Южно-Киринском месторождении по договору с ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» (всего нужно построить три десятка). Работу ППБУ на точке бурения обеспечивали транспортно-буксирные суда «Сатурн» и «Нептун» и новое судно снабжения «Иван Сидоренко». В настоящее время обе установки находятся в месте зимнего базирования в порту Холмск.

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

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

Следует отметить, что «Газпром» проводит планомерную работу по импортозамещению для шельфовых проектов. Так, он подписал с АО «Концерн ВКО “Алмаз-Антей”» долгосрочный договор на поставку импортозамещающей продукции под гарантированные объёмы закупок. Речь идёт о поставках оборудования для систем подводной добычи, а также его техническом, сервисном и ремонтном обслуживании.

Для нужд ООО «Газпром флот» осуществляется проектирование и строительство на судостроительном комплексе «Звезда» пяти новых специализированных судов – трёх судов снабжения, одного пассажирского и одного многофункционального ледокольного судна. Они должны быть построены к 2025 г.

В сезоне 2019 г. буровыми работами в Карском море занималась и китайская СПБУ Nan Hai Ba Hao. Построив к середине октября скважину на Ленинградском месторождении, 24 октября она уже прибыла в Мурманск. Следует отметить, что эта СПБУ в 2017 г. пробурила скважину на Ленинградском месторождении, а в 2018 г. – на Русановском.

Нужен правильный диагноз

О перспективах и препятствиях для развития судопотока на западном фланге Северного морского транспортного коридора (СМТК) рассказал в ходе конференции Михаил Григорьев, директор ООО «ГЕКОН», член научного совета при Совете Безопасности РФ.

На 1 ноября 2019 г. объём перевозок грузов по СМТК составил 27 млн т. Причём основные грузы – это нефть Новопортовского месторождения (7,5 млн т) и сжиженный природный газ «Ямал СПГ» (17,8 млн т). Транзитные перевозки были минимальными.

Согласно планам, к 2026 г. объёмы перевозок грузов должны составить 80 млн т, что будет обеспечено за счёт реализация 24 проектов (см. рис. 2). Но всё дело в том, что у России ещё не выработаны огромные запасы углеводородного сырья на суше, и сложно предполагать, что нефтегазовые компании станут ускоренными темпами реализовывать арктические шельфовые проекты. Да и цена на нефть не внушает оптимизма с точки зрения рентабельности шельфовых проектов. Не стоит забывать и о том, что отечественные нефтегазовые компании не имеют буровых установок для работы на арктическом шельфе.

Тормозить грузопоток по СМП будет и отсутствие необходимого количества судов усиленного ледового класса Arc4. К примеру, компания «ВостокУголь» намерена к 2024 г. вывозить 19 млн т угля. Но возникает вопрос: как это сделать, если существует требование о том, что перевозить грузы по СМП должны только суда под российским флагом. А у России всего два балкера дедвейтом 20 тыс. т.

Даже если будут построены суда проекта Arc4, то им с февраля по май необходима ледокольная проводка. А где взять

Рис. 2. Ресурсная база Арктической зоны РФ

Источник: Минприроды РФ.

столько ледоколов? Атомные ледоколы будут задействованы по трассе СМП для проводки нефтеналивных танкеров и судов-газовозов. Ледокольную проводку судов из Обской губы, из порта Дудинка, с портов компаний «ВостокУголь» и «Северная звезда» осуществлять будет нечем. С выводом из эксплуатации ледоколов «Таймыр» и «Вайгач» ледоколов на этом направлении просто не будет.

Сейчас компания «НОВАТЭК» планирует строительство четырёх ледоколов на СПГ. Но и они не решат проблему. Их ширина не позволит осуществлять в одиночку проводку танкеров и судов-газовозов, для этого потребуется сразу два таких ледокола.

Дополнительные сложности связаны с отсутствием ледоколов для обеспечения грузоперевозок в Обской губе и Енисейском заливе.

Поэтому Правительство РФ должно поставить правильный диагноз ситуации на Севморпути, не замалчивать проблему и экстренно принимать меры. Иначе задачу, которую обозначил Президент России Владимир Путин, – доведение грузопотока по СМП до 80 млн т в год – выполнить будет невозможно. Необходимо синхронизировать ввод в строй месторождений со строительством грузовых судов.

Сумеет ли справиться с объёмами строительства судоверфь «Звезда» на Дальнем Востоке – большой вопрос. В расчёте на возможные заказы присматривается к потребностям России Южная Корея, положительно зарекомендовавшая себя при достройке ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние», а также судов-газовозов. Не случайно и в конференции, и в состоявшейся на следующий день сессии «Сотрудничество в Арктике» принял участие приличный десант представителей Южной Кореи, возглавляемый заместителем Генерального Консула Республики Корея по политике и экономике Сон Иль Соком. В ходе беседы с ним автора этих строк, Сон Иль Сок сказал, что его страна заинтересована в привлечении не только крупных, но и средних компаний для участия в арктических проектах, реализуемых в России. Большой интерес Южная Корея проявляет к строительству судов. К сожалению, работать над проектами по сооружению буровых платформ мешают санкции.

В свою очередь, руководитель проекта по развитию грузовых перевозок по СМП ФГУП «Атомфлот» Дмитрий Кропоткин отметил, что из 80 млн т, которые предполагается вывозить по СМП, 60 млн т будут уходить в Европу и 20 млн т на Восток (см. рис. 3). Для бесперебойного ледокольного обеспечения строятся три атомных ледокола серии 22220 («Арктика», «Сибирь» и «Урал»), подписан договор на строительство ещё двух ледоколов этого проекта.

В 2020 г. планируется начать создание на судоверфи «Звезда» атомного турбоэлектрического ледокола проекта 10510 «Лидер», ЛК-120. Он обеспечит круглогодичную проводку крупнотоннажных судов и караванов в Арктике. Имея мощность 120 МВт, водоизмещение 70600 т, лёдопроходимость 4,3 м, длину 209 и ширину 47,5 м, он сможет прокладывать во льду канал для всех типов судов-газовозов и танкеров.

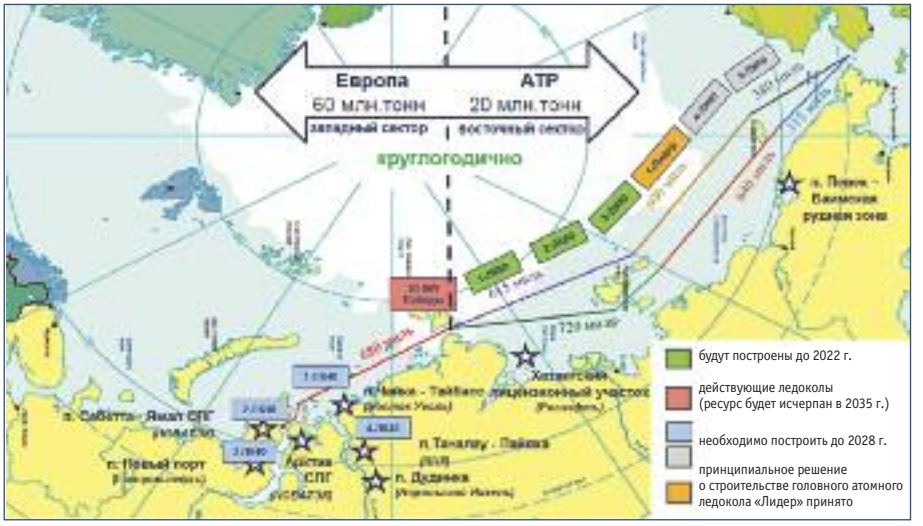
Для проводки судов в устьях северных рек Обь и Енисей, а также в Западном секторе Арктики «Атомфлот» планирует строительство четырёх ледоколов проекта Aker ARC 123 мощностью 40 МВт, разработанных финской компанией Aker Arctic Technologi Inc. При длине 160 м, ширине 31,5 м, осадке 8,5 м, водоизмещении 30 тыс. т их лёдопроходимость составит 2,85 м. Особенностью ледоколов этой серии станет двухтопливная энергетическая установка, способная работать и на дизеле, и на СПГ.

Ледоколы будут задействованы в арктических проектах с участием ФГУП «Атомфлот». «Ямал СПГ» обеспечит объём

Рис. 3. Грузопоток в акватории Северного морского пути, генерируемый проектами в стадии реализации и потенциальными проектами

Источник: ФГУП «Атомфлот».

Рис. 4. Целевая расстановка арктического ледокольного флота к 2025–2030 гг.



Источник: ФГУП «Атомфлот».

грузоперевозок в 20 млн т. Контракт подписан на период до 2040 г. Ещё 20 млн т СПГ и газоконденсата даст проект «Арктик СПГ 2»; 8,5 млн т сырой нефти – Новопортовское месторождение (контракт до 2040 г.); 1,5 млн т составят цветные металлы «Норильского никеля», отгружаемые из Дудинки. Что касается угля полуострова Таймыр, то речь идёт пока о 10 млн т компании «ВостокУголь» и 3 млн т «Северной звезды». В стадии согласования находится проект ледокольного обеспечения для вывоза 10 млн т нефти Пайяхского месторождения (см. рис. 4).

От сервиса до экологии и кадров

Отдельные дискуссии были посвящены сервисному обслуживанию арктических проектов и экологической ответственности операторов шельфовых проектов. Представители ряда компаний выступили с презентациями, посвящёнными поставкам оборудования для шельфа – от молниезащиты до жилых модульных блоков. Были также представлены ледовые карты нового типа высокого разрешения с временной дискретностью в одни сутки для прогнозирования движения ледовых полей и айсбергов. Это особенно важно при обеспечении работы буровых платформ и выборе оптимальных маршрутов движения по Севморпути.

Обеспечению экологической безопасности при реализации нефтегазовых проектов в Арктике и транспортировке углеводородов морским путём было посвящено выступление Вадима Краснопольского, координатора проектов по нефтегазовому сектору Баренц-отделения Всемирного фонда дикой природы РФ. Для Арктики стала актуальной проблема перевода двигателей судов с флотского мазута на сжиженный природный газ. К этому призывает и Президент России Владимир Путин, заявивший 22 августа 2019 г. на пресс-конференции, посвящённой итогам встречи с Президентом Финляндии Саули Ниинисте: *«Необходимость перехода на более экологичное топливо в Арктике – это абсолютно правильное предложение»*.

И это предложение воспринято в правильном ключе. К примеру, ФГУП «Атомфлот» намерено построить четыре ледокола на сжиженном природном газе. На Севморпути уже эксплуатируются суда с двигателями, работающими на СПГ.

Два танкера «Совкомфлота», использующие СПГ вместо мазута, – «Менделеевский проспект» и «Ломоносовский проспект» – в октябре прошли по СМП в восточном направлении.

В период летней навигации 2019 г. грузовые рейсы по высокоширотному маршруту в восточном направлении совершили три крупнотоннажных танкера на СПГ. Ещё один танкер такой же серии прошёл в западном направлении.

Серия нефтеналивных танкеров «Совкомфлота» дедвейтом 113 тыс. т, построенная в 2018–2019 гг., состоит из шести судов, ещё пять находятся в стадии строительства. Компания приступила к сооружению танкеров на СПГ первой в мире. Использование сжиженного газа позволит сократить выбросы углекислого газа в атмосферу на 30%. К сожалению, развитие флота на СПГ сдерживает отсутствие судов-бункеровщиков.

Лидером в использовании судов СПГ является Норвегия. И таких судов будет строиться всё больше, учитывая ужесточившиеся требования Международной морской организации к выбросам загрязняющих веществ в атмосферу.

На конференции была затронута и проблема подготовки кадров. В Мурманской области специалистов готовят семь колледжей: индустриальный, энергетические, политехнические, строительные. К примеру, в Мурманском индустриальном колледже идёт обучение по 20 направлениям. Здесь используется самое современное оборудование, в том числе станки с числовым программным управлением, которых ещё нет даже на судоремонтных предприятиях, новейшие сварочные технологии. Выпускников колледжа с удовольствием принимают на работу в ЦСКМС, «Атомфлот», на СРЗ «Нерпа» и 35-й СРЗ, а также норвежские предприятия. Более того, норвежская компания Equinor доплачивает своим стипендиатам по 20 тыс. рублей в месяц, а ЦСКМС за знание английского языка – по 15 тыс. рублей. Повышением квалификации специалистов в Мурманске занимается и филиал Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С. О. Макарова.

Международное сотрудничество в Арктике

Тема международного сотрудничества в Арктике обсуждалась в Мурманске 14 ноября 2019 г. на Международной сессии, которая проводилась по инициативе правительства области при поддержке МИД РФ. Эта сессия стала авторитетной площадкой для обсуждения вопросов и проблем, общих для северных стран и регионов.

В конференции приняли участие статс-секретарь МИД Норвегии Йенс Фрёлих Холте, Временный поверенный в делах Канады в России Стефан Жобен, Генеральные консулы Финляндии и Швеции в Санкт-Петербурге Анна Ламмила и Ева Сундквист, заместитель директора Второго европейского департамента МИД России Сергей Петрович, представители северных губерний Швеции, Финляндии и Норвегии, структур Баренцева сотрудничества, эксперты, бизнесмены. Модератором сессии выступил глава Международного Баренц Секретариата Томас Халберг.

Темами обсуждения стали экологическая безопасность Арктики, приграничное сотрудничество, отток населения из северных регионов и т. д. ■

XVII СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ

•ВЫСТАВКА•

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО

НЕФТЬ ГАЗ ЭНЕРГО 2020

25 - 27 МАРТА

- Добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
- Геология, геофизика
- Сейсмическое оборудование и услуги
- Транспортировка, переработка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
- Трубы и трубопроводы, инструменты и др.

ARMADA

ОРЕНБУРГ
7 галерея
зал «Неплюев»
Шарлыкское шоссе, 1/2

ООО «УралЭкспо»
(3532) 67-11-03, 67-11-04, 45-31-31
uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

РЕКЛАМА

Товарная нефть – всегда коктейль

Компаундирование сырья – абсолютно необходимый процесс в технологии подготовки нефти для поставок на рынок

**Сергей ВОРОБЬЁВ, директор;
Сергей АЛИХАШКИН, эксперт
(Институт развития технологий ТЭК)**

В сентябре на уровне правительства РФ был поднят вопрос о практике компаундирования нефти в системе магистральных нефтепроводов «Транснефти». В опубликованных в ряде СМИ материалах компаундирование нефти представлялось как якобы незаконное ухудшение качества сырья нефтедобывающих компаний, наносящее материальный ущерб нефтедобытчикам и сокращающее срок службы оборудования НПЗ.
Институт развития технологий ТЭК (ИРТТЭК) выпустил доклад, в котором представлена практика компаундирования нефти в РФ и других странах. Показано, что процесс компаундирования является объективной необходимостью и применяется в большинстве нефтедобывающих компаний мира и на крупных предприятиях по подготовке нефти к доставке конечному потребителю.

Сорта нефти

Нефтяные компании добывают сырьё на различных по свойствам месторождениях, продают его на разные по уровню технологической оснащённости НПЗ, расположенные в разных регионах мира. При этом извлекаемая на месторождениях нефть может существенно отличаться качественными характеристиками, содержанием примесей, серы, показателями плотности и однородности. Более того, даже в рамках одного месторождения химический состав нефти может варьироваться от скважины к скважине. В зависимости от инфраструктуры и маркетинга различные сорта нефти могут либо смешиваться в один товарный сорт, либо направляться на НПЗ в чистом виде.

Технологии компаундирования нефти широко применяются как для получения товарной нефти, так и при подготовке сырья к переработке на НПЗ. Для систематизации нефтей с разных месторождений было введено понятие сортности, что облегчает ориентацию субъектов рынка в качестве сырья и определении его объективной цены.

Для удобства торгов участниками рынка были введены так называемые маркерные сорта нефти. Как правило, они характерны для определённого региона добычи. Цены на маркерные сорта устанавливаются в ходе торгов на международных сырьевых биржах (ICE, NYMEX и др.). Исходя из стоимости маркерных сортов рассчитываются цены на другие виды нефти.

В РФ в соответствии с возможностями раздельной транспортировки на НПЗ и на экспорт выделяются следующие сорта нефти.

Urals

Сорт тяжёлой нефти, экспортируемый Россией за рубеж. Добыча сырья для смешения сорта Urals происходит в трёх регионах РФ. В Западной Сибири добывается основа – сорт лёгкой нефти Siberian Light, впоследствии смешиваемый в системе трубопроводов с сортами тяжёлой нефти, извлекаемыми на месторождениях Поволжья и Урала. Плотность данной нефти составляет 31–32 градуса по шкале API, а содержание серы – до 1,7%.

Siberian Light

Марка лёгкой нефти, добыча которой производится на месторождениях Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Плотность сорта составляет 35–360 API, сернистость – 0,57%, что достаточно близко к свойствам основных маркерных сортов.

ESPO

Сорт экспортной российской нефти, на который приходится 0,3% мировых поставок «чёрного золота». Сернистость

данного сырья находится на уровне 0,62%, а плотность составляет 34,8^0 API.

Sokol

Добываемая на Сахалине марка лёгкой нефти с содержанием серы 0,23% и плотностью 36–37^0 API, что практически не уступает мировым маркерным сортам.

Витязь

Сорт лёгкой нефти, также добываемой на Сахалине. Плотность сорта составляет 41^0 API, сернистость – 0,18%.

ARCO

Тяжёлая нефть, добываемая в Арктике, на шельфе Печорского моря, имеющая высокое содержание серы. Плотность ARCO составляет 24^0 API, сернистость – 2,3%.

Основные мировые сорта нефти (см. рис. 1) образуются при компаундировании нефти из разных месторождений, но относящихся к одному региону.

Brent (Северное море)

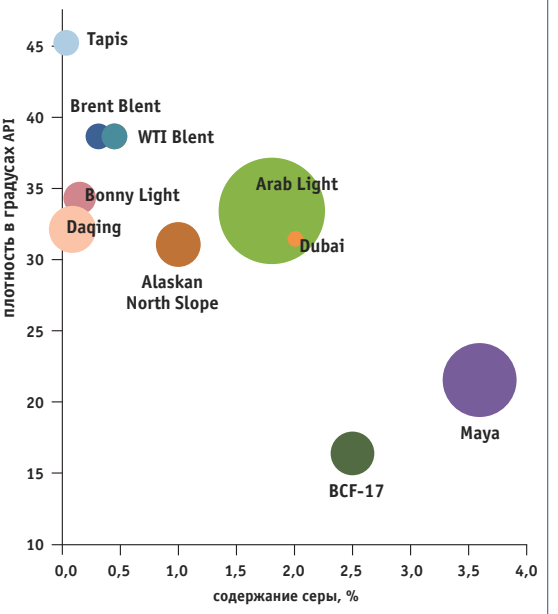
Североморский сорт Brent – наиболее известный в мировой практике пример блендинга сырья, извлекаемого на различных месторождениях.

Плотность Brent составляет 38,6–39^0 API, а содержание серы – 0,37%, что позволяет отнести его к «сладким» сортам. Данная смесь благодаря надёжности поставок, наличию нескольких независимых поставщиков и высоким качественным характеристикам стала главным бенчмарком мирового нефтяного рынка.

Изначально данный сорт формировался за счёт добычи на одном месторождении – Brent. Примечательно, что это месторождение состоит из пяти пластов, названия которых и составили аббревиатуру Brent (Broom, Rannoch, Etive, Ness и Tarbert). Содержащееся в них сырьё различается по своим характеристикам, но извлечённую из разных пластов нефть смешивали на терминале Саллом-Во (Шетландские острова) и получали смесь Brent Blend.

Со временем началась эксплуатация ряда месторождений, примыкающих к Brent, таких как Cormorant, Hutton, Thistle, Murchison, Dunlin, и была сформирована так называемая зона Brent. Однако в 1990 г. из-за стремительного падения производства к сорту Brent начали примешивать нефть, добываемую на месторождениях зоны Ninian. Сегодня сорт Brent формируется в результате блендинга сырья, поступающего примерно с 15 месторождений. Причём осваиваются они разными нефтяными компаниями.

Рис. 1. Плотность и содержание серы основных мировых сортов нефти



Источник: Leonardo Maugeri The Age of Oil. The Mythology, History, And Future of the World's Most Controversial Resource, pp. 275–276.

Смешивание нефти по-прежнему происходит на терминале Саллом-Во, который связан двумя трубопроводами с зонами Brent и Ninian. Его производительность составляет около 220 тыс. барр./сут. Но такие объёмы недостаточны для поддержания реноме маркерного сорта, и поэтому с 2002 г. при расчёте котировок Brent используется также сырьё с месторождений Forties и Oseberg, а с 2007 г. – Ekofisk (корзина BFOE).

WTI (США)

WTI (West Texas Intermediate) является результатом смешивания нескольких потоков сырья, извлекаемого на различных месторождениях. Это наиболее известный американский сорт нефти, служащий одним из бенчмарков для мирового рынка.

Удачное сочетание свойств нефти из разных месторождений в результате компаундирования позволяет американским НПЗ получать сырьё, идеально подходящее для производства бензина, плотностью 39,6^0 API и содержанием серы – 0,4–0,5%.

Один из самых распространённых нефтяных сортов на североамериканском рынке – ***Western Canadian Select (Канада)*** – представляет собой результат блендинга. В его состав входят битумы, «сладкая» синтетическая нефть из битуминозных песков, газоконденсат и, как минимум, 25 потоков традиционной и нетрадиционной тяжёлой нефти с месторождений канадской провинции Альберта. Эта «гремучая смесь» не только нашла своих потребителей, но и стала бенчмарком для тяжёлых и высокосернистых сортов нефти.

В Канаде существует также бенчмарк и для лёгких сортов, созданный на основе блендинга сырья, добываемого в восточных провинциях страны – Mixed Sweet Blend (MSW).

Сланцевая нефть

Благодаря компаундированию (блендингу) до недавнего времени американским нефтяникам удавалось решать важную проблему, порождённую «сланцевой революцией». Дело в том, что большинство НПЗ страны ориентированы на переработку тяжёлых сортов нефти из Канады, Венесуэлы и с Ближнего Востока, в то время как сырьё, извлекаемое на сланцевых месторождениях, в частности в бассейне Permian, – преимущественно лёгкое.

Американская сланцевая нефть, пробивающая себе дорогу за рубеж, также представляет собой смесь сырья, поступающего из различных источников. Причём спектр смешиваемых сортов весьма широк – от лёгких нефтей до тяжёлых остатков. Поскольку новый бенчмарк на основе сланцевой нефти пока не создан, её поставщики могут варьировать качество продукции в широких пределах, что порождает проблемы у импортёров этого продукта, прежде всего в Азии.

И проблемы весьма серьёзные – в истории американской нефтяной промышленности имеются прецеденты загрязнения большого количества сырья, даже превосходящего загрязнение 3 млн т в «Дружбе». Вот только два примера за 2019 г.

В начале 2019 г. два южнокорейских нефтеперерабатывающих завода – SK Innovation и Hyundai Oilbank – отказались от купленной ими американской нефти из-за проблем с качеством сырья. В нём оказалось повышенное содержание посторонних примесей – металлов, оксигенатов и даже химических веществ для очистки резервуаров. Данные примеси могут негативно повлиять на каче-

ство производимых нефтепродуктов и привести к поломке оборудования НПЗ.

Главной причиной загрязнения стала нехватка трубопроводных мощностей в США для прокачки растущих объёмов сланцевой нефти. Различные виды сырья проходят длинный путь от американских сланцевых месторождений, расположенных от Техаса до Северной Дакоты, и, смешиваясь в многочисленных трубопроводах, хранилищах и экспортных терминалах, вбирают в себя всевозможные нежелательные компоненты и примеси. Примеси в сланцевую нефть также попадают из жидкостей, используемых для гидроразрыва пласта. Стоит отметить, что эта проблема в США до сих пор далека от решения.

В апреле 2019 г. стало известно, что вся нефть, содержащаяся в государственном хранилище Bryan Mound, оказалась не только непригодной для производства топлива, но и смертельно опасной для окружающих, поскольку концентрация в ней сероводорода превысила допустимую норму в 250 раз. Про состояние сырья в других хранилищах стратегического запаса страны информации не было, а в Bryan Mound находилось около 34 млн т нефти, то есть в десять раз больше, чем было загрязнено в «Дружбе». Примечательно также, что Штаты успели продать несколько партий испорченной нефти, в том числе и иностранным компаниям. Жалобы поступили от компаний ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Macquarie Group и PetroChina.

Блендинг – залог гибкости

В Саудовской Аравии в результате смешивания сырья, добываемого на различных месторождениях, производится пять сортов нефти: Arabian Heavy (тяжёлая), Arabian Medium (средняя), Arabian Light (лёгкая), Arabian Extra Light (экстралёгкая) и Arabian Super Light (суперлёгкая). Именно благодаря блендингу нефтяная отрасль КСА обладает высокой гибкостью, то есть может оперативно реагировать на запросы различных потребителей, поставляя им сырьё необходимого качества.

К примеру, самый известный сорт Королевства, являющийся одним из бенчмарков мирового нефтяного рынка, – Arabian Light – представляет собой смесь сырья, извлекаемого на месторождениях Абкайк, Гавар, Абу-Хадрия и Катиф. Имея плотность 34^0 API, он характеризуется высоким содержанием серы – 1,8%.

Использование блендинга позволяет Саудовской Аравии снижать риски перебоев в поставках. Это было наглядно продемонстрировано 14 сентября, после атаки дронов на ряд нефтегазовых объектов страны.

Перерабатывающий комплекс Абкайк, частично повреждённый в ходе теракта, осуществляет подготовку и блендинг нефти с месторождений Абкайк, Гавар, Шайба и Хурайс и производит преимущественно сорта Arabian Light и Arabian Extra Light. По данным компании Hydrocarbons Technology, мощности комплекса Абкайк по блендингу достигают 7 млн барр./сут, а по информации Saudi Aramco, общая производительность комплекса ограничена наличием мощностей по стабилизации нефти и составляет 5,5 млн барр./сут.

Аналитики отмечают, что на применение блендинга указывает уведомление, которое Saudi Aramco направила покупателям саудовской нефти. В нём компания предупреждает о возможном падении качества сырья и возникновении отклонений от спецификаций. В частности, по данным Reuters, три принадлежащие государству индийские нефтеперерабатывающие компании – Indian Oil Corp. (IOC), Bharat Petroleum Corp. Ltd. (BPCL) и Mangalore Refinery and Petrochemicals – получили от Saudi Aramco заверения в том, что объёмы поставок сырья в октябре 2019 г. останутся неизменными, несмотря на последствия атаки дронов. Однако саудиты проинформировали крупнейшую из этих компаний, IOC, о том, что вместо сорта Arabian mix она будет получать Arabian Heavy.

В свою очередь, Bharat Petroleum Corp., вторая по величине государственная перерабатывающая компания Индии, также получила от Saudi Aramco просьбу о *«гибкости в плане перехода на разные сорта»*.

Аналогичное предупреждение о возможных поставках более тяжёлого сырья было адресовано и китайской компании PetroChina.

На азиатский рынок приходится около 70% экспорта саудовской нефти. Поэтому сохранение объёмов поставок в этот регион за счёт более широкого использования блендинга позволит сохранить рыночные позиции Саудовской Аравии в АТР.

Компаундирование (блендинг, нормализация) нефти – абсолютно необходимый процесс подготовки «чёрного золота» к поставкам на рынок. Назначение сорта нефти и поддержка его соответствия заявленным характеристикам путём компаундирования позволяют длительное время поставлять на рынок всё добываемое в стране сырьё. Если бы сорт нефти определялся по характеристикам только одного месторождения, то все остальные сорта с худшими показателями невозможно было бы представить покупателям. При этом поставки с одного месторождения неизбежно носили бы ограниченный характер, что не позволяло бы НПЗ точно настроить свои технологические процессы на определённые характеристики нефти.

Отказ от компаундирования парализовал бы работу системы магистральных нефтепроводов. При этом значительная часть добытого сырья крупнейшей НК «Роснефть» не могла бы быть принята в систему, поскольку она содержит высокую концентрацию хлорорганических соединений (ХОС), намного превосходящую показатель 1 ppm, на котором настаивало в последнее время руководство «Роснефти».

Благодаря созданию в структуре ПАО «Транснефть» мощных узлов компаундирования компания в состоянии обеспечить допустимое содержание ХОС и серы в поставляемой на НПЗ и на экспорт нефти. При компаундировании, то есть управляемом смешении, характерную нестабильность показателей потоков нефти из разных источников сглаживают путём дозированной подкачки подготовленной к компаундированию высокосернистой нефти и нефти с повышенным содержанием ХОС в поток нефти лучшего качества на тех направлениях поставок, где в данный момент, в соответствии с конкретной оперативной обстановкой, имеется запас качества.

В случае наличия в системе магистральных трубопроводов нефти с повышенным содержанием ХОС производится дозированная подкачка этой нефти в результирующий поток в количестве не более 2%. При этом изменение содержания ХОС в сырье составляет не более 0,5–1,0 ppm, что находится в пределах воспроизводимости метода и практически неощутимо при переработке нефти.

Уже более 20 лет нормализация башкирской высокосернистой нефти с повышенным содержанием ХОС (4,0 ppm) производится путём её смешения с потоком западносибирской нефти на НПС «Нурлино». Никаких аномальных изменений в технологических процессах переработки такой нефти на НПЗ РФ уже длительное время не фиксировалось.

Отметим, что уровень содержания ХОС в 4 ppm был достигнут в системе «Башнефти» только в последние годы. В 2000-е, до принятия известного постановления Минэнерго об ограничении содержания ХОС 10 ppm, количество ХОС в башкирской нефти достигало 15–20 ppm. Аварийных ситуаций на НПЗ при этом зафиксировано не было.

Зарубежный опыт и российская специфика

Специфика работы нефтяной отрасли в РФ – огромная территория страны, где сырьё добывается в весьма отдалённых друг от друга районах. Причём нефть Поволжья отличается от сырья, добытого в Восточной Сибири, а в крупнейшем регионе отечественной нефтедобычи – Западной Сибири – на разных месторождениях добывается отнюдь не однородная по качественным характеристикам нефть.

Большую часть «чёрного золота» РФ отправляет на экспорт, и основные экспортные маршруты – нефтепроводы «Транснефти». Именно в них происходит компаундирование продукта разных характеристик для получения экспортных сортов.

В большинстве нефтедобывающих стран, например в Саудовской Аравии, работа отрасли устроена по-другому. У страны нет крупных действующих экспортных трубопроводов, и внутренние нефтепроводы здесь не служат для компаундирования сырья. Как правило, для каждого отдельного сорта нефти используется один трубопровод. При необходимости смешивание сырья разных видов происходит на специальных предприятиях, расположенных поблизости от месторождений, после чего полученный продукт отправляется в порт для загрузки в танкеры.

В Европе трубопроводы между государствами также практически не служат для смешения нефти. Это происходит из-за того, что большая часть добычи «чёрного золота» в Европе сосредоточена на шельфе и сырье смешивают в приёмных резервуарах перед загрузкой в трубопровод либо непосредственно на НПЗ (исходят из технических потребностей завода). Кстати, в России в отношении проектов морской добычи ситуация схожая. Например, нефть с платформы «Приразломная» сразу отправляется покупателю, минуя трубопроводную систему.

По протяжённости, а также количеству нефтепроводов и газопроводов с нами могут сравниться только две страны – Канада и США. Однако у них нефтедобычей, транспортировкой сырья и торговлей занимаются множество частных компаний, поэтому говорить о какой-то общей системе трубопроводов не приходится. В некоторых трубопроводах США (особенно в тех, что связаны с Канадой) производится компаундирование сырья. Также оно осуществляется при добыче сланцевой нефти, когда в трубопровод сгружают сырьё множество мелких производителей.

Помимо смешивания для получения товарной нефти, технологии компаундирования широко применяются в нефтепереработке. На многие НПЗ нефть поступает в виде смеси различных сортов, ассортимент и объёмы которых могут значительно разниться. Технологии компаундирования позволяют максимально эффективно использовать сырьё, доступное на рынке.

Наглядным примером может служить подготовка нефти к переработке на НПЗ в Европе. Рынок здесь достаточно диверсифицирован, сырьё поступает из разных частей света, а потому содержание серы и плотность могут кратно отличаться. В таблице представлен пример потребления сырья типовым НПЗ в Европе.

***

Таким образом, компаундирование нефти разных месторождений – стандартная и абсолютно необходимая мировая практика для обеспечения стабильной работы нефтяной отрасли – от добычи до переработки.

Сегодня перед российской нефтедобычей и системой транспортировки и компаундирования («Транснефть») стоит проблема повышенного содержания в первую очередь серы а потом – ХОС. Многие исследователи настаивают на том, что ХОС являются такой же нативной примесью в нефти, как и сера, и полностью избавиться от них теоретически невозможно. Высказывается также предположение, что появление в «Дружбе» значительных концентраций ХОС связано с их образованием непосредственно в нефтяном коллекторе в результате химических реакций закачанной соляной кислоты с сопутствующим этим закачкам применением различных химических композиций (ПАВ) и огромными объёмами пресной воды с высокой активностью кислорода. То есть ХОС в любой непредсказуемый момент могут появиться в больших концентрациях в нефти таких месторождений.

Сгладить последствия появления в нефти различных месторождений значительных концентраций серы и ХОС может только дальнейшее развитие подсистемы компаундирования в составе системы магистральных трубопроводов «Транснефти». ■

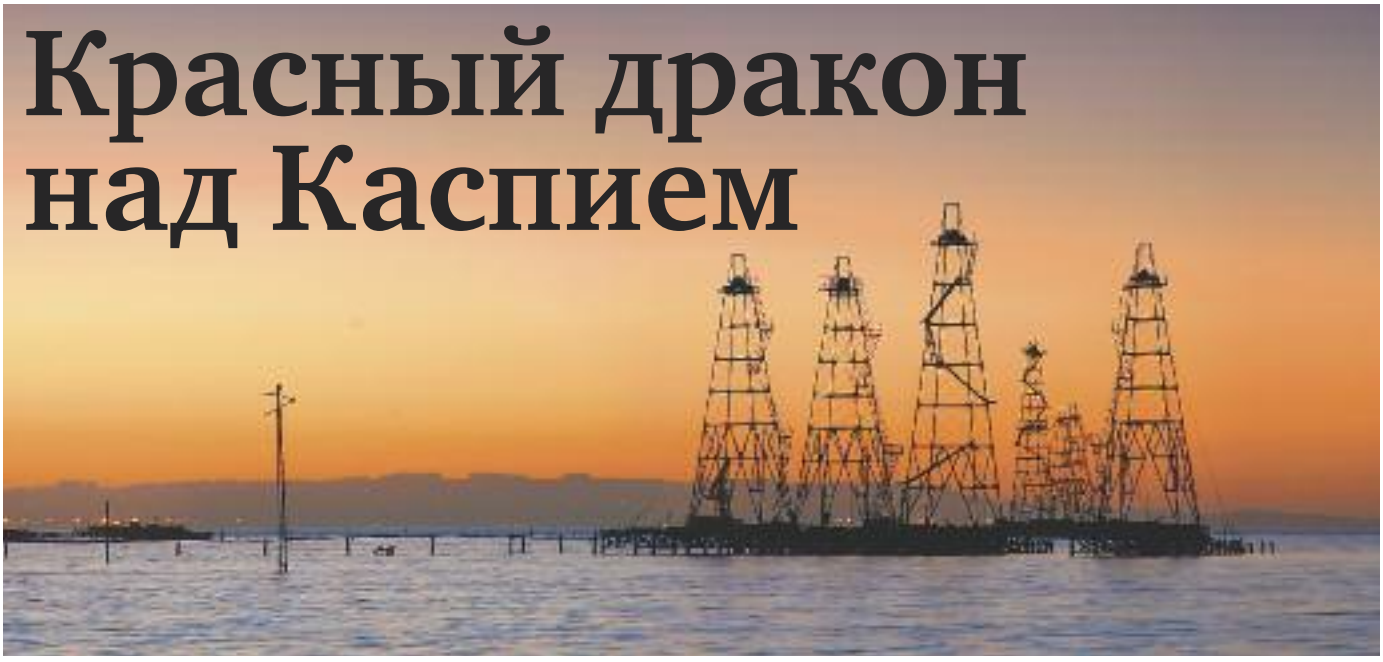
Пример годового ассортимента различных сортов нефти типового европейского НПЗ

Сорт нефти	Плотность		Содержание серы*, %	Страна происхождения
	барр./т	г/см³		
Shatr Deniz cond.	8,03	0,783	0,03	Азербайджан
CPC Blend	7,86	0,800	0,67	Казахстан
Mellitah	7,77	0,809	0,16	Ливия
Brega	7,74	0,812	0,20	Ливия
Olmeca	7,60	0,828	0,92	Мексика
Western Deseert	7,58	0,830	0,39	Египет
Val'd Agrl	7,52	0,836	2,00	Италия
Azeri light	7,49	0,839	0,13	Азербайджан
Amna	7,45	0,844	0,17	Ливия
Light sour blend	7,34	0,857	1,02	Канада
Isthmus	7,33	0,858	1,49	Мексика
Kirkuk	7,31	0,861	2,52	Ирак
Urals	7,24	0,869	1,67	Россия
Kissanje	7,24	0,869	0,45	Ангола
Zafiro	7,16	0,879	0,29	Экв. Гвинея
Bonga	7,12	0,883	0,35	Нигерия
Basrah light	7,12	0,884	3,14	Ирак
Djeno	7,08	0,889	0,39	Конго
Vasconia	7,06	0,891	0,98	Колумбия
Ras Gharld	6,85	0,918	3,53	Египет
Belayim	6,79	0,926	3,33	Египет

* Усреднённые показатели качества нефти.

Источник: Глаголева О. Ф., Чернышёва Е. А., Однолько И. С. Повышение эффективности НПЗ путём устранения проблем несовместимости компонентов // Переработка нефти. 2016. № 11. С. 8–13.

Красный дракон над Каспием



Расширяется сотрудничество нефтегазовых компаний КНР со странами Каспийского региона

Владимир МИШИН

Пока добыча углеводородного сырья на территории КНР обеспечивает потребности страны в нефти на 29,5%, в природном газе – на 57%. Так, в 2018 г., как следует из данных BP Statistical Review of World Energy, в Китае было добыто 189,1 млн т нефти (падение на 1,3%), потребление составило 641,2 млн т (+5%), разница в 452,1 млн т была покрыта импортом (+10,1%).
С газом ситуация аналогичная: производство – 161,5 млрд м³ (+8,3%), потребление – 283 млрд м³ (+17,7%), разница в 121,5 млрд м³ обеспечена закупками за рубежом (+32%).
Китай намерен наращивать добычу углеводородов на своей территории, но потребности Поднебесной в нефти и газе растут год от года (в стране действует программа замещения экологически небезупречного угля иными видами топлива). Международное энергетическое агентство (МЭА) прогнозирует, что к 2025 г. потребление нефти в Китае вырастет до 745 млн т (объёмы импорта – до 540 млн т), а газа к 2023 г. – до 376 млрд м³.

Китайский вектор нефти Евразии

КНР стремится к диверсификации поставок энергоресурсов и поэтому с конца 1990-х развивает энергетическое сотрудничество со странами Прикаспия. Во-первых, они обладают значительными запасами нефти и газа. Во-вторых, создаётся система трубопроводных артерий между Евразийским регионом и Поднебесной. Сейчас основным транспортным коридором для танкеров, перевозящих в КНР нефть и СПГ из зоны Персидского залива, Северной и Южной Америки, служит Малаккский пролив. Но этот маршрут не столь надёжен, так как контролируется ВМС США, а у КНР и Америки, мягко говоря, непростые политико-экономические отношения.

Энергетическое сотрудничество Китая со странами Каспийского региона носит весьма прагматичный характер. Если в РФ нефть и газ покупаются у российских производителей, то в Казахстане и Туркменистане китайские компании участвуют в добыче углеводородов. А к Азербайджану, ресурсы которого относительно невелики и разрабатываются «западными партнёрами», у Поднебесной интерес небольшой. Нефтегазовое сотрудничество Пекина с Ираном, вновь с 2018 г. оказавшимся под санкциями Вашингтона, отличается особой гибкостью, что обусловлено торгово-экономической конкуренцией между КНР и США и геополитической конъюнктурой.

Разведанные запасы нефти в Китае, по оценкам BP, составляют 3,5 млрд т. При сохранении добычи на уровне 2018 г. этого объёма хватит на 18 лет. А при прогнозируемом уровне потребления 2025 г. – менее чем на пять лет.

Очевидная стратегия Пекина при таком сырьевом балансе – активное «приобщение» к ресурсам внешних производителей, причём в первую очередь через приобретение у иностранных партнёров углеводородных активов и импорт совместно добытой нефти и произведённых нефтепродуктов.

В России (разведанные ресурсы нефти – 14,6 млрд т) уже действует крупнейшая китайская энергетическая корпорация China National Petroleum Corporation (CNPC). Но её успехи пока невелики. В октябре 2006 г. она совместно с ПАО «Роснефть» учредила компанию «Восток-Энерджи» (китайская доля – 49%). В августе 2007 г. «Восток-Энерджи» выиграла аукцион на освоение Верхнеичерского и Западно-Чонского нефтегазоносных блоков (Иркутская область), но в конце 2015 г. CNPC вышла из этого проекта. В результате в настоящее время сотрудничество Китая и России в нефтяной сфере базируется на импорте Поднебесной российских жидких углеводородов. Для РФ, диверсифицирующей свой экспорт энергоресурсов, азиатско-тихоокеанский вектор означает снижение зависимости от западных «партнёров». Во всяком случае, в 2018 г. КНР, по данным Китайской ассоциации нефтяных

компаний, закупила в России 71 млн т нефти (15,7% от всего импорта данного энергоресурса).

Иранский флюгер

BP оценивает нефтяные ресурсы Ирана в 21,4 млрд т. И у Пекина были масштабные планы по совместному освоению углеводородов Исламской Республики и по импорту иранской нефти. 15 июля 2015 г. в Вене представители Ирана, стран – постоянных членов СБ ООН – и Германии подписали Совместный всеобъемлющий план действий. В результате международные санкции, введённые против Исламской Республики со стороны СБ ООН в период 2006–2010 гг., были отменены.

В 2016 г. в ходе визита в Иран председателя КНР Си Цзиньпина был подписан договор о всеобъемлющем стратегическом сотрудничестве. Он даёт китайским компаниям весомые преимущества при доступе к иранским нефтяным, газовым и нефтехимическим проектам. В основе планировавшегося стратегического партнёрства Пекина и Тегерана лежали иранские сырьевые ресурсы и китайские инвестиции и технологии (до 280 млрд долларов в период до 2025 г. плюс ещё 120 млрд в период 2025–2030 гг.).

Обещанную «большую китайско-иранскую игру» испортили США. Так, 8 мая 2018 г. Вашингтон заявил о введении односторонних антииранских экономических санкций. Пекин, купивший в 2017 г. у Ирана 31 млн т нефти, пообещал игнорировать диктат Вашингтона. Для продолжения закупок он планировал использовать танкеры Ирана и новую банковскую систему, транзакции через которую будут неподконтрольны США.

В 2018 г., пока действовала 6-месячная отсрочка, позволявшая Китаю продолжать импорт иранской нефти, танкеры из Ормузского пролива продолжали идти в Поднебесную. Но в нынешнем году ситуация существенно изменилась. КНР, по сути, свернула импорт нефти из ИРИ.

В плане инвестиций ситуация аналогичная. Когда в минувшем году Total «учла» антииранские санкции США и вышла из проекта освоения 11-й фазы иранского месторождения Южный Парс, её долю (50,1%) купила CNPC, имевшая ранее 30% долевого участия. В итоге CNPC получила 80,1% в проекте, но к работам так и не приступила. Более того, в октябре нынешнего года в Тегеране заявили, что CNPC покидает Южный Парс. Ситуация, конечно, может измениться вместе с флюгером геополитической конъюнктуры.

Зоны равнодушия

Что касается Азербайджана (запасы жидких углеводородов – 1 млрд т) и Туркменистана (0,1 млрд т), то участие КНР в добывающих проектах этих стран масштабным не назовёшь.

Причины равнодушия КНР к туркменской нефти заключаются в том, что её запасы незначительные и, если учесть темпы добычи (в 2018 г. – 10,6 млн т, падение на 5,3%), они будут исчерпаны в считанные годы (если геологи не откроют новых залежей).

В Азербайджане CNPC (через свои дочерние структуры) с января 2002 г. участвует в проекте доразработки старого блока месторождений Кюрсанги – Гарабаглы. Китайская сторона является оператором этого проекта, её доля участия – 50%. Партнёром CNPC выступает ГНКАР (50%). Инвестиционный потенциал проекта – 125 млн долларов, остаточные ресурсы – 25 млн т нефти. Сырьевые и коммерческие перспективы у этого СРП скромные: в 2018 г. на Кюрсанги – Гарабаглы было добыто 0,15 млн т нефти (0,38% от 39,3 млн т, суммарно произведённых в Азербайджане в минувшем году). Прогноз на текущий год – 0,14 млн т (минус 7%).

Второе СРП Азербайджана, в которое вошла CNPC, – доразработка месторождения Юго-Западный Гобустан (ЮЗГ). В 2003 г. китайская корпорация купила 62,83% акций компании CGL, имевшей в проекте 80% долевого участия (20% – у ГНКАР). Инвестиционный потенциал данного СРП был заявлен в объёме 200 млн долларов, а остаточные ресурсы ЮЗГ оценивались в 15,5 млн т нефти. Но и этот проект для CNPC не задался, и в сентябре 2018 г. его оператором с долевым участием в 61% стала вездесущая BP.

CNPC со свойственным китайцам упорством продолжает искать нефтегазовую удачу в Азербайджане. Так, в октябре 2018 г. она создала совместное предприятие с ГНКАР, которое займётся сейсмической разведкой на суше и шельфе страны, иными словами, поиском новых месторождений углеводородного сырья.

Казахстанские успехи

Другое дело – Казахстан. Во-первых, его нефтяные ресурсы достигают 3,9 млрд т. Во-вторых, добыча растёт (в 2018 г. – 91,2 млн т, увеличение на 4,9%). В-третьих, в республике имеются благоприятная политическая ситуация и приемлемая логистика. В-четвёртых, Астана не скрывает своей заинтересованности в китайских инвестициях и поэтому охотно идёт на сотрудничество с Поднебесной. Как следствие, ещё в 1997 г. казахстанское Министерство энергетики и минеральных ресурсов и CNPC подписали «Соглашение о сотрудничестве в области нефти и газа». После этого в нефтегазовой отрасли Казахстана доля компаний из КНР начала увеличиваться.

Правда, к этому времени участники разработки трёх крупнейших нефтяных месторождений страны – Тенгиза (извлекаемые ресурсы – 0,75–1,1 млрд т), Карачаганака (1,2 млрд т нефти и 1,35 трлн м^3 газа) и Кашагана (1,2–1,8 млрд т «чёрного золота») были определены. Поэтому CNPC на первых порах вынуждена была удовлетвориться участием в менее масштабных проектах. Среди них – Жанажол, Кенкияк (осваиваются АО «Актобемунайгаз», в котором CNPC имеет 85,42%), Северные Бузачи (50%), Кнес (25%), Бектас (25%) и ряд других. Но в сентябре 2013 г. CNPC приобрела у АО НК «КазМунайГаз» 8,33% долевого участия в проекте Кашаган, ранее выкупленные у ConocoPhillips.

Наращивая своё участие в нефтяных проектах Казахстана, компании КНР (CNPC, China International Trust and Investment Corporation и ряд других), по оценкам Астаны, обеспечивают добычу 25% казахстанской нефти (по неофициальным данным – до 30%). Если учесть, что в 2018 г. суммарное производство данного вида сырья в Казахстане составило 91,2 млн т, то китайская доля (оценочно) достигла 23–27 млн т. При этом вложения Поднебесной в разработку казахстанских нефтяных ресурсов (в том числе в приобретение активов) уже превысили 40 млрд долларов.

Газовый прагматизм

Сотрудничество Китая со странами Прикаспия в газовой сфере развивается по схемам, аналогичным партнёрству в области нефти. Газовые ресурсы КНР оцениваются (по данным BP за 2019 г.) в 6,1 трлн м^3. При объёмах добычи на уровне 2018 г. этих запасов Поднебесной хватит на 37 лет. Собственное производство не удовлетворяет потребности экономики страны, и МЭА прогнозирует увеличение газового импорта Поднебесной до 171 млрд м^3 в год. Поставлять газ в Китай можно либо в форме СПГ, либо по трубопроводам. Оптимальный путь газовозов пролегает через Малаккский пролив, ну а газопроводы могут прийти исключительно из стран Прикаспия.

Газ Азербайджана (ресурсы на начало 2019 г. – 2,1 трлн м^3), во-первых, ориентирован на потребителей Европы. Во-вторых, свободных объёмов для экспорта в КНР у Баку нет. В-третьих, труба через Каспий и далее по территории Центральной Азии

(ЦА) в Поднебесную – это масштабно, но нереально. В-четвёртых, долевого газа у CNPC в азербайджанских СРП просто нет. На пути поставок из ИРИ (ресурсы – 31,9 трлн м³) в форме СПГ стоят антииранские санкции США, ну и всё тот же Малаккский пролив. Тема гипотетических газопроводов, идущих из Исламской Республики до КНР, обсуждалась, но до введения вашингтонских санкций. Таким образом, из пяти стран Прикаспия реальных газовых экспортёров в КНР только три: Россия (ресурсы – 38,9 трлн м³), Туркменистан (19,5 трлн м³), Казахстан (по оценке BP – 1 трлн м³, по оценке Астаны – свыше 2 трлн м³).

К освоению газовых месторождений России КНР приобщилась, получив в 2014 г. долевые 20% в проекте «Ямал СПГ». Оценочная стоимость данного проекта – 26,9 млрд долларов, сырьевой базой для него служит Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение (926 млрд м³), производственная мощность – 16,5 млн т СПГ в год (три линии по 5,5 млн т, запуск – 2017–2018 гг., строительство новых линий вполне вероятно). При этом ключевое технологическое оборудование для «Ямал СПГ» производится в Китае.

И всё же основное «приобщение» КНР к газовым ресурсам РФ должно происходить путём закупки сырья. Российское «голубое топливо» будет поставляться с 20 декабря 2019 г. по контракту с «Газпромом» в объёме до 38 млрд м³ в год (это почти 17% всего российского газового экспорта минувшего года, составившего 225 млрд м³).

В Казахстане (добыча в 2018 г. – 24,4 млрд м³, потребление – 19,4 млрд м³, экспортный ресурс – 5 млрд м³) КНР участвует в реализации нефтяных проектов, а газ лишь закупает и импортирует.

Иное дело Туркменистан. С 2007 г. CNPC на правах оператора ведёт (на основе СРП сроком на 30 лет) разработку газовых месторождений на контрактных площадях Багтыярлык (оценочный ресурс – 1,3 трлн м³). Добытый здесь газ (проектный максимум – 30 млрд м³ в год) ориентирован исключительно на рынок Поднебесной. Большой интерес проявляет КНР и к туркменскому газовому месторождению Галкыныш (ресурсы, по оценке Ашхабада, – 27,4 трлн м³). Правда, Туркменистан оставил контроль над Галкынышем за собой (оператор проекта – ГК «Туркменгаз»), а CNPC получила контракт на освоение месторождения. В сентябре 2013 г. запустили первую очередь проекта (её оценочная стоимость – 10 млрд долларов). На церемонии ввода месторождения в эксплуатацию председатель КНР Си

Цзиньпин подчеркнул, что Галкыныш является *«ещё одним успешным образцом китайско-туркменского взаимовыгодного сотрудничества в области энергетики»*.

Правда, целевой ориентир газового сотрудничества Пекина и Ашхабада – 65 млрд м³ в год – пока не достигнут. В 2018 г. в Туркменистане было суммарно добыто 61,5 млрд м³ газа, из которых 28,4 млрд м³ пошло на внутреннее потребление, а экспортный ресурс составил лишь 33,1 млрд м³. Тем не менее к началу 2019-го Поднебесная суммарно, за всё время сотрудничества с Ашхабадом, получила 240 млрд м³ туркменского газа.

Трубы для Поднебесной

В контексте развития энергетического сотрудничества со странами Прикаспийского региона создаётся и трубопроводная инфраструктура, по которой Китай мог бы получать нефть и газ.

Россия строит трубопроводы, идущие с запады страны на восток, ориентируясь на рынок АТР, на котором Китай, конечно, занимает одно из первых мест. Так, для обеспечения нефтяных поставок в данный регион была создана система магистральных трубопроводов Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО).

ВСТО-1. Протяжённость линейной части от головной перекачивающей станции «Тайшет» до ПК «Сковородино» составляет 2694 км. Проектная мощность – 80 млн т в год. Ввод в эксплуатацию – 2009 г., выход на проектную мощность (от ПК «Тайшет» до ПК «Сковородино») – 2018 г.

ВСТО-2. Протяжённость магистрали от ПК «Сковородино» до спецморнефтепорта «Козьмино» в бухте Козьмино в заливе Находка – 2046 км. Пропускная способность – 50 млн т в год. Ввод в эксплуатацию – 2019 г.

Длина линейной части от ПК «Тайшет» до терминала «Козьмино» – 4740 км, суммарная стоимость ВСТО-1 и ВСТО-2 (по данным «Транснефти») – 623 млрд рублей.

От ВСТО построена труба в КНР – нефтепровод Сковородино – Мохэ (протяжённость до российско-китайской границы – 67 км, продолжение на территории Китая до Дацина – 960 км). Он вышел на проектную мощность в 30 млн т в год в 2018-м. Таким образом, проектная доля Китая от нефти ВСТО – 37,5%, и эти объёмы (30 млн т в год) КНР должна начать получать с 2019-го (2017-й – 16,5 млн т, 2018-й – 28 млн т).

«Роснефть» поставляет «чёрное золото» в Поднебесную также через Казахстан по трубопроводу Атасу – Алашанькоу и танкерами с терминала «Козьмино».

Итак, в 2018 г. в КНР было экспортировано 71,5 млн т российской нефти (рост за год на 20,2%). И Россия, обойдя Саудовскую Аравию, вышла на первое место по объёмам нефтяных поставок в Китай.

В Казахстане после подписания в 1997 г. соответствующего соглашения трубопроводная инфраструктура, ориентированная на поставки нефти в КНР, создавалась на паритетной основе. В результате совладельцами двух нефтепроводов (Атасу – Алашанькоу и Кенкияк – Кумколь) стали CNPC (50%) и КМГ (50%).

Атасу – Алашанькоу (длина – 965 км, проектная мощность – 20 млн т в год, заявленная цена – 726 млн долларов, официальный запуск – декабрь 2005 г.) доставляет нефть на территорию Поднебесной. Нефтепровод Кенкияк – Кумколь (протяжённость 794 км, стартовая мощность – 10 млн т в год, стоимость – 850 млн долларов, пуск – сентябрь 2009 г.) построен для транспортировки сырья из Западного Казахстана и Актюбинской области к «входному фланцу» трассы Атасу – Алашанькоу.

Таким образом, хотя CNPC и КМГ построили два нефтепровода, экспортный из них, строго говоря, только один (Атасу – Алашанькоу), его потенциал – 20 млн т в год.

Первый казахстанский президент Нурсултан Назарбаев назвал Атасу – Алашанькоу «вершиной инвестиционного сотрудничества Китая и Казахстана». Однако эта труба перекачивает в основном российскую нефть. Из России сырьё транспортируется по магистрали Омск – Павлодар – Шымкент, которая стыкуется с Атасу – Алашанькоу. Так, в 2018 г. по упомянутому трубопроводу в Китай было прокачано менее 1,3 млн т казахстанской нефти (пиковые объёмы – 11,8 млн т в 2013 г.). Правда, согласно планам официальной Астаны, во второй половине 2020 г. Казахстан должен «развернуть нефтяные потоки с запада на восток». На самом деле большая часть нефтяного экспорта страны (в 2018 г. – 71 млн т) как шла, так и будет идти на запад. Тем не менее в результате «разворота» поставки в Китай должны увеличиться до 6–7 млн т в год.

Россия, диверсифицируя также и экспорт природного газа, с 2014 г. начала создание газопроводной системы, ориентированной на Восток. Первый газопровод, по которому «голубое топливо» Восточной Сибири должно транспортироваться как на внутренний рынок РФ, так и в Китай, – это «Сила Сибири» (длина – 2158 км, мощность – 38 млрд м^3 в год, цена – 1,1 трлн рублей, срок сдачи в эксплуатацию – декабрь 2019 г.). В «Газпроме» изучают ещё три варианта строительства газопроводов, ориентированных на Китай. Это «Сила Сибири – 2» (газ Западной Сибири, от 30 млрд м^3 в год), так называемый дальневосточный маршрут (газ Сахалина) и коридор через Монголию. Реализация всех трёх заявленных проектов возможна, но маловероятна, то есть выбор Москвой восточных трубопроводных приоритетов неизбежен.

Что касается КНР, то Поднебесная хотела бы получать газ на своей восточной границе (здесь сосредоточены основные промышленные центры), а не на западной, к которой пришла бы «Сила Сибири – 2». Одним словом, переговоры «Газпрома» и CNPC о новом газопроводном проекте, начавшиеся в 2015 г., продолжаются.

Второй «газовый резервуар» КНР за пределами собственной территории – Центральная Азия. В июле 2007 г. Пекин и Ашхабад подписали контракт на поставки туркменского газа и договор о строительстве газопровода в Китай. Туркменистан, заявив о планах довести газовый экспорт в Поднебесную до 65 млрд м^3 в год, де-факто позиционировал себя в качестве главного газового партнёра КНР в ЦА. Для реализации заявленных планов через территории Узбекистана и Казахстана были проложены (длина маршрутов – до 1900 км) газопроводы A (мощность – 15 млрд м^3 в год, сдача в эксплуатацию – декабрь 2009 г.), B (15 млрд м^3, октябрь 2010 г.) и C (25 млрд м^3, май 2014 г.). Их суммарная стоимость, по оценочным данным, составила свыше 10 млрд долларов.

У Пекина и Ашхабада были планы строительства и газопровода D (мощность – 10 млрд м^3 в год, маршрут через территории Узбекистана, Таджикистана и Киргизии). Но этот проект пока не форсируется. Да и действующие трубы A, B и C по итогам минувшего года оказались загружены лишь на 86%. Во всяком случае, по данным таможенных служб КНР, в 2018 г. из ЦА было прокачано 47,5 млрд м^3 газа (рост поставок – 23%).

Сырьевой и технический ресурс для наращивания поставок газа из России и Центральной Азии в КНР, конечно, есть. Но проблема в другом. Пекин планирует увеличить добычу газа на территории страны до 360 млрд м^3 в год. При этом МЭА прогнозирует, что потребление газа в Поднебесной вырастет до 376 млрд м^3 в год. При таком сценарии (негативном для экспортёров) доля газового импорта КНР может снизиться до 16 млрд м^3 в год.

Вопрос о том, каким через 5–10 лет будет соотношение добычи, потребления и импорта газа в КНР, – интересный, но открытый. И не исключён вариант, что китайский рынок в обозримой перспективе может оказаться перенасыщен газом, что, естественно, отразится на цене импортируемого сырья. Но у России есть возможность для экспортного манёвра (например, строительство терминалов по сжижению газа на дальневосточном побережье с последующей транспортировкой СПГ потребителям в АТР). У стран ЦА, сделавших ставку на газовый экспорт в Поднебесную, варианты, конечно, тоже есть. Это либо российский газовый рынок (добыча «голубого топлива» в РФ со временем может снизиться). Либо «путь на юг» – в Афганистан, Пакистан, Индию (строящийся газопровод ТАПИ проектной мощностью 33 млрд м^3 в год) и т. д.

Вложиться в переработку сырья

CNPC позиционирует себя и как концерн, инвестирующий в переработку нефти и газа. Но в Прикаспии КНР вкладывается в переработку лишь в двух странах – Казахстане и Туркменистане. И происходит это по очевидному мотиву – Китай исходит исключительно из собственных интересов.

В Туркменистане CNPC инвестировала в строительство газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), на которых добытое сырьё готовится к экспорту (по системе трубопроводов ЦА – КНР) в Поднебесную. В декабре 2009 г. на месторождении Багтыярлык был сдан в эксплуатацию ГПЗ мощностью 6 млрд м^3 в год, в мае 2014 г. – второй завод (9 млрд м^3 в год). На Галкыныше запланировано создание комплекса ГПЗ суммарной мощностью 95 млрд м^3 товарного газа в год. В 2009–2013 гг. в рамках первой очереди на Галкыныше были построены три ГПЗ по 10 млрд м^3 газа в год каждый. Проект обошёлся в 8,1 млрд долларов, кредит Ашхабаду предоставила КНР, заводы строили CNPC, Hyndai (Южная Корея) и Petrofac (ОАЭ). Мощность второй очереди ГПЗ на Галкыныше составит 30 млрд м^3 в год (срок ввода в эксплуатацию – до 2022 г.), третьей (проектируемой) – 35 млрд м^3. Выход Галкыныша на добычу 95 млрд м^3 газа в год может состояться лишь в случае успешного строительства и запуска газопровода ТАПИ, ориентированного на конкурентов КНР – Пакистан и Индию.

В Казахстане CNPC владеет 50-процентной долей Шымкентского НПЗ (завод построен в 1985 г., проектная мощность – 5,25 млн т в год), обеспечивающего 30% производства казахских нефтепродуктов. Проведённая в 2017–2018 гг. модернизация обеспечила выпуск на этом предприятии топлива стандартов Евро-4 и Евро-5. Кроме того, CNPC в 2007–2016 гг. инвестировала в строительство трёх Жанажольских ГПЗ суммарной мощностью 7 млрд м^3 газа в год (вложения достигли почти 1 млрд долларов). Часть этого товарного газа экспортируется по газопроводу ЦА – КНР (в 2018 г. – 5,8 млрд м^3).

Компании КНР выступают в Центральной Азии и в роли подрядчиков при реализации тех или иных нефтегазовых проектов. В частности, в 2013–2015 гг. нефтяная и химическая корпорация Sinopec Group построила (как подрядчик) на Атырауском НПЗ в Казахстане комплекс по производству ароматических углеводородов мощностью 133 тыс. т бензола и 496 тыс. т параксилола в год.

Другими словами, Россия, Казахстан и Туркменистан (потенциально и Азербайджан с Ираном) служат для КНР источниками углеводородного сырья, а также зоной реализации проекта «Один пояс, один путь». Хотя, конечно, Пекин позиционирует энергетическое и транспортное сотрудничество со странами Прикаспия как взаимовыгодное, в развитии которого равно заинтересованы все его участники… ■

Новый энергетический лидер

Бразилия может выйти на третье место в мире по добыче нефти, а также развивать другие виды энергетического бизнеса*

Евгений ХАРТУКОВ,
профессор Московского государственного института (университета) международных отношений МИД России (МГИМО)

В первой части данной статьи были рассмотрены краткая история и современное состояние нефтегазового комплекса Бразилии, освещены правовые режимы недропользования, действующие в стране. Особое внимание было уделено освоению глубоководных зон шельфа Бразилии. Кроме того, дан анализ деятельности национальной нефтегазовой корпорации Petrobras.
В этой части статьи рассмотрим вопросы госрегулирования НГК, запасов и добычи нефти, развития трубопроводных и перерабатывающих мощностей.

* Продолжение. Начало в № 9–10 / 2019 г.

По пути демонополизации

В 1995 г. власти Бразилии решили начать демонополизацию нефтегазового рынка страны с целью привлечения в отрасль новых инвестиций. Так, в ноябре 1995 г. была принята конституционная поправка № 9/95, которая вносила изменения в ст. 177 Конституции страны. Правительству предоставлялось право заключать концессионные соглашения с частными и иностранными компаниями на разведку и добычу нефти и газа на суше и континентальном шельфе Бразилии.

В дополнение к конституционной поправке № 9/95 в 1997 г. был принят Закон «О нефти» № 9478. Согласно ст. 23 данного закона, *«пользователями недр на участках, предоставленных для целей разведки и добычи нефти и газа в Бразилии, могут быть бразильские граждане и юридические лица, созданные в соответствии с законодательством Бразилии, органы управления которых находятся в стране»*. Это давало как отечественным, так и иностранным (но зарегистрированным в Бразилии) компаниям право на разведку и эксплуатацию углеводородных месторождений на основании заключённого с государством концессионного соглашения.

В ст. 20 Конституции Бразилии определено, что федеральной собственностью являются минеральные ресурсы, включая те, что находятся пока в недрах, а также природные ресурсы континентального шельфа и исключительной экономической зоны (ИЭЗ). При этом штатам, федеральным округам и муниципалитетам гарантировали участие в результатах эксплуатации нефти, газа и других минеральных ресурсов на их территориях, в территориальном море и ИЭЗ или же финансовую компенсацию.

Концессия как основной режим работы заключается в уступке государством своих исключительных прав в пользу частного лица (концессионера) на возмездной основе. Концессионное соглашение пред-

полагало, что все углеводороды, добытые на предоставленном в долгосрочное пользование участке недр, поступали в собственность юридического лица, которому государство предоставило такое исключительное право на пользование.

Участки недр давались в пользование на определённый срок, который указывался в концессионном соглашении, при этом срок на геологическое изучение не мог превышать семи лет, а общий срок концессионного договора – 34 года.

Компании, желающие получить право на разведку и добычу нефти и газа, должны принять участие в торгах, проводимых ANP. Основными критериями выбора победителя являлись минимальный размер инвестиций, который концессионер готов был вложить в геологоразведочные работы, срок реализации ГРР, а также финансовая доля участия правительства в проекте, которая состояла из бонуса подписания, «роялти» и рентных платежей за пользование участком.

В случае больших объёмов и высокой рентабельности производства концессионер должен был уплачивать в федеральный бюджет дополнительные регулярные выплаты типа налога на сверхприбыль.

Не только Petrobras…

Хотя на долю Petrobras приходится порядка 95% национальной нефтедобычи, она отнюдь не единственная нефтедобывающая компания, действующая в стране. С 1997 г., когда бразильские власти предприняли демонополизацию нефтяной промышленности, в прибрежных водах стали добывать нефть или же искать углеводородные ресурсы некоторые иностранные компании, в частности Royal Dutch Shell была первой иностранной компанией, приступившей к проектам в секторе upstream на территории Бразилии. Затем к ней присоединились американские Chevron, Anadarko, El Paso, ConocoPhillips и, наконец, ExxonMobil, испанская Repsol-YPF, британские BP и BG Group, португальская Galp Energia, норвежские Statoil и Norsk Hydro, французская Total, китайские CNPC, CNOOC и Sinopec, итальянская ENI, индийская ONGC, катарская Qatar Petroleum, германская Wintershall, канадская EnCana и даже российская ТНК-ВР. Эти иностранные игроки после необходимой национальной регистрации стали деловыми партнёрами Petrobras, а некоторые из них, в частности Statoil (теперь Equinor), Chevron, RDS и Repsol, – даже операторами морских нефтепромыслов.

Кроме того, нефть в Бразилии добывает отечественная, вторая после Petrobras, частная компания OGX Petróleo e Gás Participações S.A. (с конца 2013 г. – Óleo e Gás Participações S.A.), основанная в

2006 г. Она базируется в Рио-де-Жанейро, укомплектована в основном бывшими работниками Petrobras и добывает нефть в бассейне Кампус с 2011 г.

Поисками углеводородного сырья в стране заняты ещё две небольшие бразильские компании. Причём наиболее активна в этом плане HRT Participações em Petróleo S.A. (PetroRio), созданная в

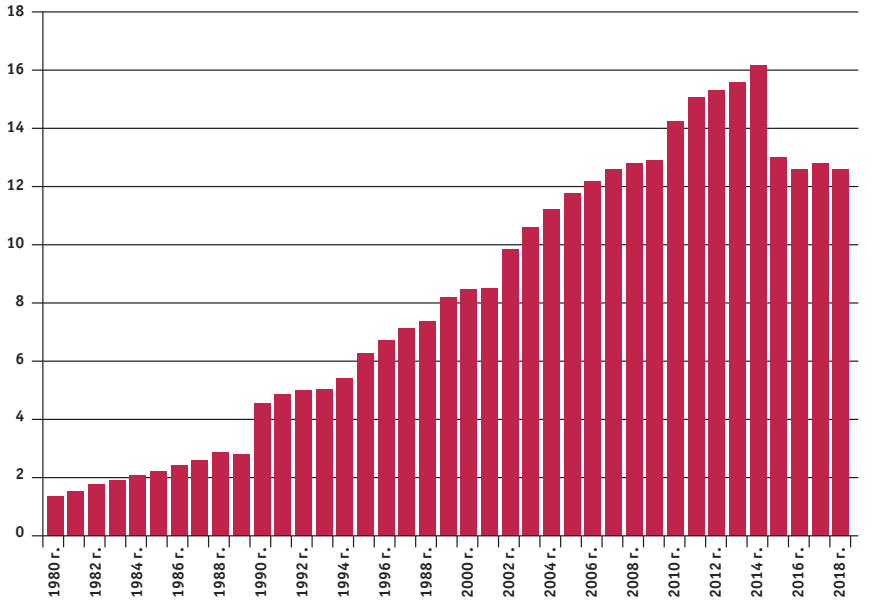
2002 г. Она также базируется в Рио-де-Жанейро и работает на сухопутных месторождениях Бразилии, вместе с «Роснефтью» (правопреемница ТНК-ВР) осваивает ресурсы в амазонском бассейне Солимойнс. На перспективный шельф она (как, впрочем, и российская компания) пока не допускается. Хотя это вполне солидная фирма, которая ещё в октябре 2010 г. заработала на своём IPO 2,62 млрд бразильских реалов (1,54 млрд долларов), а в начале 2011 г. приобрела канадскую энергетическую компанию UNX Energy Corp. за 700 млн долларов.

В целом в Бразилии сейчас зарегистрировано порядка 300 компаний, имеющих прямое отношение к нефтяному бизнесу. Это в основной своей массе относительно небольшие местные предприятия, работающие с АЗС или в сфере розничной торговли нефтепродуктами, которая, кстати сказать, на одну треть контролируется 100-процентной «дочкой» Petrobras – BR Distribuidora. Но есть среди них и такие крупные компании, как нефтегазохимический конгломерат Ultrapar Participações S.A., капитализация которого в начале июня 2019 г. на Сан-Паульской фондовой бирже достигла почти 22 млрд бразильских реалов. Компания основана ещё в 1937 г. и имеет штаб-квартиру в Сан-Паулу.

Запасы и добыча нефти

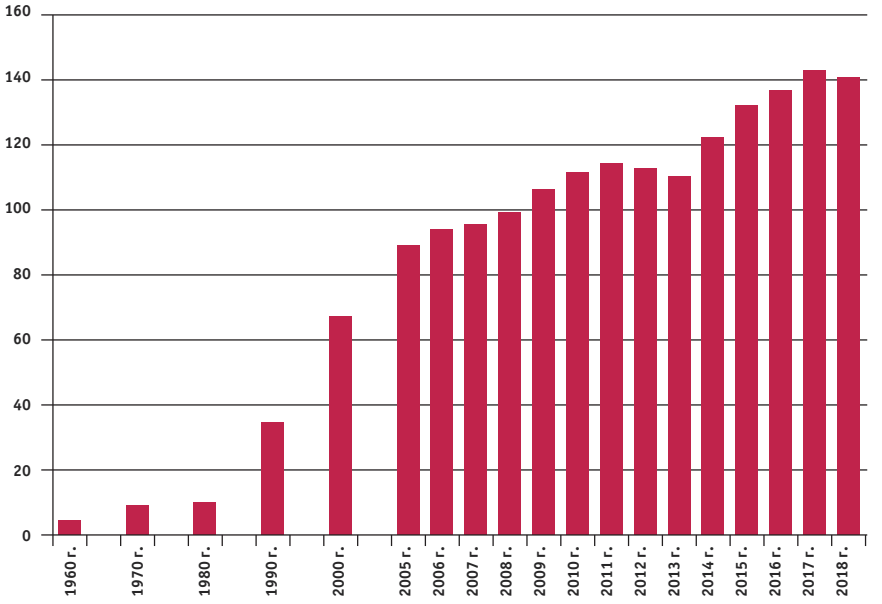
Нефтяные месторождения в Бразилии были обнаружены ещё в 1914 г. Однако на протяжении десятков лет североамериканские и британские нефтяные ком-

Рис. 1. Динамика доказанных запасов нефти в Бразилии в 1980–2018 гг. (по состоянию на конец года), млрд баррелей



Источник: составлено автором в основном на базе: https://ycharts.com/indicators/brazil_proved_oil_reserves

Рис. 2. Добыча жидких углеводородов в Бразилии в 1960–2018 гг. (исключая производство сланцевой нефти и биотоплива), млн т



Источник: составлено автором в основном на базе Statistical Review of the World Oil Industry, 1967 г., 1973 г.; Lnd.: British Petroleum, 1968 г., 1974 г.; BP statistical review of the world oil industry 1975–1978 гг.; Lnd.: British Petroleum, 1976–1979 гг. и BP Statistical Review of World Energy June 1988–2018 гг.; Lnd.: British Petroleum/BP, 1988–2018 гг.

вительством на территории Акре, в крайней западной части Бразилии, не стимулировали проведение дальнейших работ. Однако сейчас по всей стране ведутся геологические изыскания с целью её систематического изучения.

Сейчас страна занимает 15-е место в мире по доказанным запасам нефти.

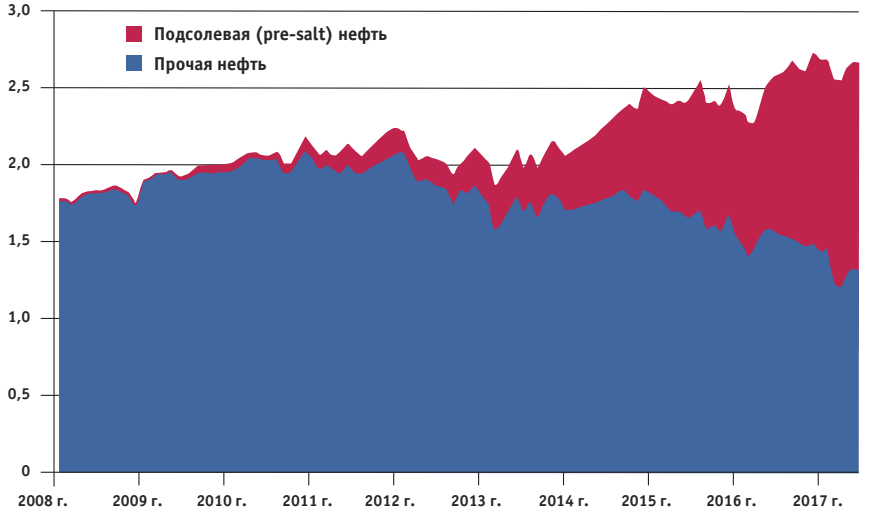
Добыча нефти в стране ведётся с 1940 г., но заметно активизировалась лишь в начале этого тысячелетия в связи с разработкой глубоководных подсолевых месторождений у берегов Бразилии. По оценке Управления энергетической информации Министерства энергетики США (EIA DoE), которое очень внимательно (и даже ревностно) следит за развитием бразильского нефтяного рынка, в 2017 г. добыча жидких углеводородов в стране достигла своего пика – почти 143 млн т, – но в прошлом году она снизилась до 140,5 млн т (см. рис. 2).

Уже теперь страна занимает девятое место среди крупнейших мировых производителей нефти, причём её нефтедобыча растёт в среднем на 5% в год. В

пании, заинтересованные в монопольном снабжении Бразилии нефтепродуктами, всяческими способами пытались скрывать наличие в стране нефтяных богатств. Это им довольно легко удавалось, так как бразильское правительство, находившееся в сговоре с иностранными монополиями, направляло для разведки и оценки нефтеносных районов иностранных «специалистов», которые заявляли, что в стране вообще нет нефти или что она есть, но в таких малых количествах, которые невыгодно эксплуатировать. В конце концов, в Бразилии разразился так называемый нефтяной скандал. Махинации иностранных компаний и правительства выплыли наружу, вызвав законное возмущение широких слоёв населения. Однако, несмотря на то что наличие нефтяных богатств в Бразилии было доказано, их эксплуатация развивалась очень медленно – по крайней мере до тех пор, пока в стране в 1953 г. ни возникла компания Petrobras.

Доказанные, или же достоверные, запасы нефти в Бразилии возросли в период 1981–2014 гг. более чем в 12 раз (с 1,32 млрд баррелей в конце 1980 г. до 16,2 млрд к концу 2014-го). Но к началу 2019 г. они сократились (главным образом, в результате их переоценки) с 16,2 до 12,6 млрд баррелей (см. рис. 1).

Рис. 3. Добыча подсолевой и прочей нефти в Бразилии в 2008–2017 гг., млн барр./сут

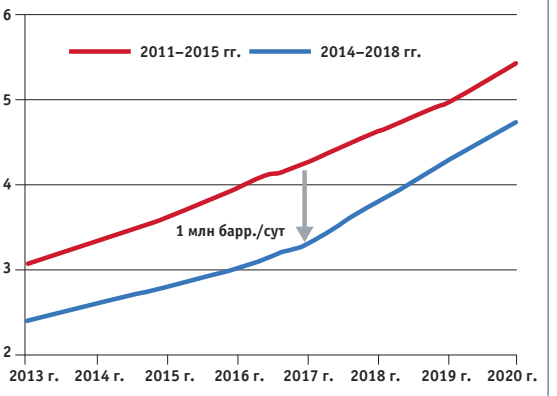


ANP курирует геологические и геофизические исследования в бассейне Параны, в Южной Бразилии, но пока они безрезультатны. Кроме того, такие же изыскания проводятся в впадине нижнего течения Амазонки. Трудность поисков в лесах Амазонки так велика, что потребуется много времени и расходов, чтобы выяснить перспективы этого района. Результаты ранних геологических исследований, произведённых бразильским пра-

2017 г. Бразилия увеличила объёмы производства нефти на 4%, до 2,622 млн барр./сут. При этом добыча нефти и газа из подсолевого слоя в бассейне Сантус впервые в истории превысила половину от общенациональной добычи углеводородов и составила 1,685 млн барр. н. э./сут (см. рис. 3).

По оценкам крупнейшего швейцарского финансового холдинга UBS, Petrobras увеличит добычу нефти в 2019 г. на 9%,

Рис. 4. Планы Petrobras по добыче нефти на 2011–2015 гг. и 2014–2018 гг. (до 2020 г.), млн барр./сут

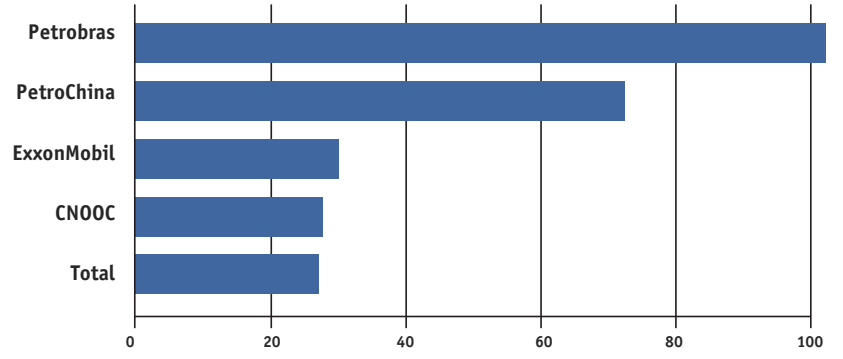


Источник: V. Chauhan, M. Mourik, P. Florencio. Challenges across Brazil's oil sector and prospects for future production. – Oxford: OIES, WPM 55, October 2014, p. 20/

до 2,4 млн барр./сут, а в 2020 г. – на 13%, почти до 2,5 млн барр./сут. Это куда более реалистично, чем прежние планы самой Petrobras, которая намеревалась добывать к 2020 г. 4,5 млн барр./сут (см. рис. 4). В настоящее время компания, испытывающая острый финансовый голод, планирует производить в 2020 г. лишь 2,8 млн барр./сут (на 1,4 млн барр./сут меньше, чем в 2014 г.). Возможно, эти планы будут дополнительно скорректированы.

По данным научно-исследовательской и консалтинговой фирмы GlobalData, к 2020 г. добыча на подсолевых месторождениях обеспечит около 65% производства нефти в Бразилии, тогда как извлекаемые запасы запланированных к освоению подсолевых месторождений оцениваются в 11,6 млрд баррелей.

Рис. 5. Чистый долгосрочный долг ведущих нефтегазовых компаний мира по состоянию на начало 2017 г., млрд долларов



Источник: S&P Capital IQ.

Коррупция как тормоз добычи

Прогнозируемая добыча, конечно, зависит от своевременного развёртывания FPSO, скорости бурения и количества пробуренных подсолевых скважин, а также от их производительности. Однако огромный долг Petrobras сделал перспективы роста нефтедобычи на бразильском шельфе весьма неопределёнными. Этот долг к 2006 г. составлял более 100 млрд долларов и стал самым большим чистым корпоративным долгом в истории мировой нефтегазовой промышленности. Он превзошёл даже долгосрочную задолженность китайских ННК, известных своей необузданной расточительностью (см. рис. 5). Сугубо для сравнения отметим, что совокупный внешний долг России на 1 января 2019 г. составил 453,75 млрд долларов.

Правда, в 2017 г. Petrobras сократила свой долг до 85 млрд долларов, что является самым низким показателем с 2012 г. Стратегия компании по сокращению своей задолженности опирается на план реструктуризации и на амбициозную программу инвестиций. В настоящее время Petrobras намерена отказаться от своей доли в более чем 100 месторождениях (в основном сухопутных).

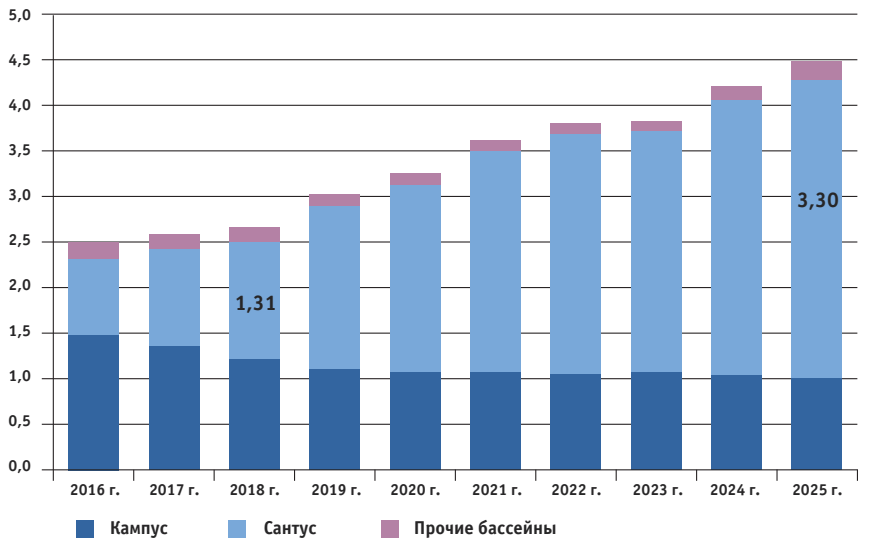
На Petrobras негативно повлиял консервативный прогноз по инвестициям и добыче в результате коррупционного скандала, расследование которого началось в марте 2014 г. с ареста Пауло Роберто Коста, главы подразделения нефтепереработки. Более 80 человек были обвинены во взяточничестве и отмывании денег, в том числе некоторые из самых известных политиков и предпринимателей Бразилии. Бывший генеральный директор Petrobras Алдемир Бендин был арестован по обвинению в коррупции и приговорён к 11 годам тюремного заключения. Общая сумма взяток составила 50,8 млрд бразильских реалов (свыше 30 млрд долларов).

В конце сентября 2018 г. Petrobras официально заявила, что согласна выплатить более 850 млн долларов штрафов за сокрытие взяток бразильским политикам и политическим партиям. Поэтому компания была вынуждена отложить свои планы развития и предприняла сокращение бюджета на следующие два года.

Тем не менее ещё в 2007 г. тогдашний президент страны Луис Инасиу Лула да Силва, чрезвычайно популярный в народе, заявил, что после начала эксплуатации новых месторождений Бразилия превратится из нефтеимпортёра в нетто-экспортёра нефти.

Несмотря на нынешние финансовые трудности компании Petrobras, у берегов

Рис. 6. Прогноз добычи нефти в Бразилии по нефтегазоносным бассейнам в 2016–2025 гг., млн барр./сут



Источники: ANP, Barclays Research.

Бразилии ожидается настоящий нефтяной бум. Федеральные власти намереваются широко открыть район Pre-Sal, бывший до последнего времени исключительной вотчиной ННК, для крайне заинтересованных иностранных нефтяных компаний, не испытывающих финансовых ограничений, подобных Petrobras.

Так, новоиспечённый бразильский президент Джейр Больсонару заявил о намерении предоставить крупнейшим зарубежным корпорациям участки в так называемой «зоне передачи прав», ранее принадлежавшие Petrobras и содержащие до 20 млрд баррелей нефти. Недавно глава сената Бразилии Юнисиу Оливейра заявил, что законопроект, разрешающий предоставление концессий в упомянутой зоне иностранным фирмам, будет принят, если он гарантирует, что часть доходов пойдёт в штаты и муниципалитеты.

Как бы то ни было, ANP предсказывает рост нефтедобычи в Бразилии с 2,6 млн барр./сут в 2018 г. до 3,8 млн барр./сут в 2022–2023 гг. и до 4,5 млн барр./сут в 2025 г. – главным образом за счёт роста добычи в пресловутой «зоне передачи прав» в бассейнах Сантус и Кампус (см. рис. 6).

Издержки нефтедобычи

Насколько дорого обходится добыча нефти в Бразилии? Хотя даже приблизительные издержки определить крайне трудно, западные нефтяные аналитики сходятся на том, что прибрежные воды Бразилии являются сегодня одним из наиболее дорогостоящих нефтеносных районов мира. Типичный пример – недавняя оценка среднего уровня технических затрат на добычу нефти по странам, сделанная экспертами Американского общества сварки (American Welding Society, AWS), базирующегося в Майами (см. рис. 7). По оценке AWS, средние издержки добычи нефти в Бразилии (48,8 доллара на баррель) в настоящее время лишь немногим уступают средним показателям в британском секторе Северного моря.

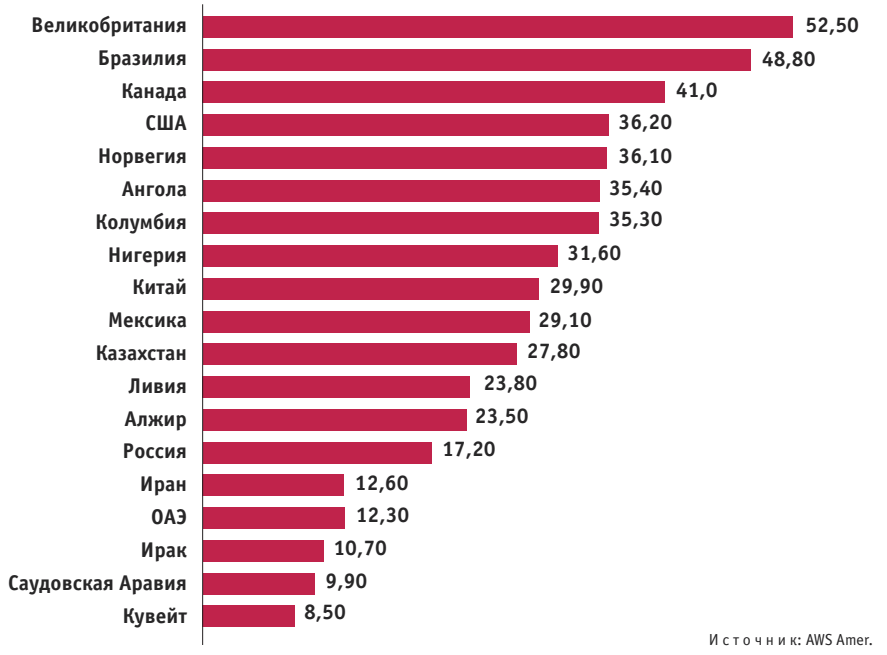
Аналогичным образом оценивает стоимость добычи нефти в Бразилии нью-йоркская информационно-консалтинговая фирма Market Realist. По её данным, общие удельные затраты составляют в среднем почти 50 долл./барр., при этом текущие (некапитализируемые) расходы превышают 30 долл./барр. (см. рис. 8).

Тем не менее стоимость добычи нефти в прибрежных водах Бразилии неуклонно падает. Так, по данным американского ценового агентства Platt's, если удельные затраты на нефтедобычу в глубоководных районах Бразилии в 2014 г. в среднем оценивались в 63 долл./барр., то в 2019 г. – уже порядка 40 долл./барр.

Характеристики сырья

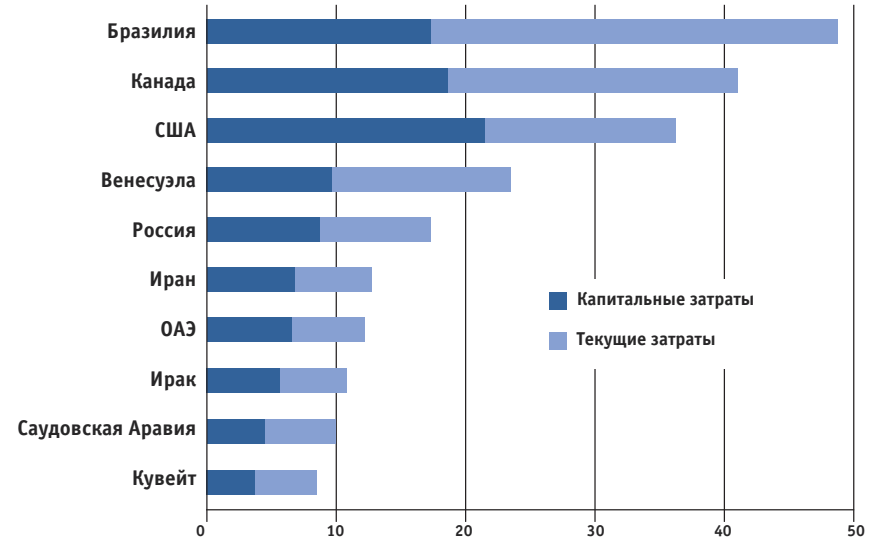
Плотность нефти в Бразилии представляет не только техническую (или же производственную), но и настоящую экономическую (финансовую) проблему для страны. Старые НПЗ технически не приспособлены к переработке местной, преимущественно тяжёлой нефти, и Бразилия вынуждена импортировать лёгкие сорта и нефтепродукты для удовлетворения своего внутреннего спроса. Лишь 25% добываемой в Бразилии нефти имеет плотность менее 820 кг/м^3

Рис. 7. Средние технические издержки добычи нефти в отдельных странах в 2018 г., долл./барр.



Источник: AWS Amer.

Рис. 8. Средние технические (капитальные и текущие) издержки нефтедобычи в отдельных нефтедобывающих странах, долл./барр.



Источник: Market Realist.

Рис. 9. Состав доказанных запасов нефти Бразилии по плотности (по состоянию на середину 2018 г.), %

Источник: Petrobras.

(или более 41° по шкале Американского нефтяного института, API), а около 30% – свыше 880 кг/м³(менее 29° API). По оценке экспертов Petrobras, средняя плотность бразильской нефти составляет сейчас немногим более 18,3° API (или почти 0,95 кг/м³). Большая часть добычи приходится на шельф, на глубокие и сверхглубокие воды бассейнов Сантус и Кампус, а основная часть нефти в этих бассейнах – тяжёлая. Хотя есть и редкие исключения – нефть подводных месторождений Гуара и Пирарука, разведанных в бассейне Сантус, определяется как средняя по плотности (около 30° и 28–30° API соответственно).

Фактически, тяжёлая нефть составляет более половины доказанных запасов нефти Бразилии (см. рис. 9).

Транспортировка и переработка

Компания Transpetro, «дочка» Petrobras, управляет национальной нефтетранспортной системой, состоящей не менее чем из 100 нефтепроводов и конденсатопроводов протяжённостью порядка 5,5 тыс. км. Кроме того, в её распоряжении 49 терминалов-баз для хранения жидкого топлива (21 на суше и 28 на водных путях) и ещё 21 объект для хранения нефти общей вместимостью 67 млн баррелей. Контролируемые компанией морские терминалы обслуживают более 10 тыс. танкеров в год. В собственности Transpetro сейчас находятся 54 танкера, ещё 126 зафрахтованы.

Особый интерес представляет пущенный в 2013 г. и пока что единственный в Бразилии (да и во всём мире) 1300-километровый этанолопровод от штата Гояс в центральной Бразилии до г. Сенадор-Каненду в прибрежном штате Сан-Паулу. В дополнение к значительной протяжённости этот трубопровод имеет и другую важную техническую особенность. Дело в том, что этанол, который, как известно, является спиртом, может активно разъедать и растрескивать стальные трубы, что требует использования специальных добавок, нейтрализующих коррозионное действие этилового спирта.

В 2015 г. к строительству новых этанолопроводов в Бразилии подключился и отечественный госбанк развития BNDES, который выделил для этой цели кредитную линию в размере 1,8 млрд бразильских реалов (483,6 млн долларов).

В настоящее время Petrobras контролирует 12 из 17 НПЗ Бразилии, на которые в совокупности приходится 98% мощностей страны по переработке неф-

Табл. 1. Основные НПЗ Бразилии (по состоянию на начало 2019 г., исключая зарубежные НПЗ, контролируемые Petrobras)

Название НПЗ	Местоположение (город и штат)	Мощность, млн барр./сут
Paulínia (REPLAN)	Paulínia, São Paulo	415
Mataripe (RLAM)	Mataripe, Bahia	315
São Jose dos Campos (RE-VAP)	São Jose dos Campos, São Paulo	252
Duque de Caxias (RE-DUC)	Штат Rio de Janeiro	239
Araucária (REPAR)	Araucária, Paraná	208
Canoas (REFAP)	Canoas, Rio Grande do Sul	201
Cubatão (RPBC)	Cubatão, São Paulo	170
Betim (REGAP)	Betim, Minas Gerais	157
Abreu e Lima (RNEST)	Ipojuca, Pernambuco	74
Capuava (RECAP)	Capuava, São Paulo	53
Manaus (REMAN)	Manaus, Amazonas	46
Fortaleza (LUBNOR)	Fortaleza, Ceara	8
Итого	**Бразилия**	**2,138**

Источники: EIA, Petrobras.

ти (см. табл. 1). Большинство бразильских НПЗ расположены на побережье страны, вблизи центров потребления нефтепродуктов.

В ноябре 2014 г. начал работу завод Abreu e Lima, или RNEST, что ознаменовало собой появление в Бразилии первого нового НПЗ более чем за десятилетие. Строительство второй очереди завода мощностью 115 тыс. барр./сут будет, как ожидается, завершено к 2020 г.

В начале 2015 г. Petrobras официально отменила проект сооружения НПЗ Premium I мощностью 600 тыс. барр./сут и Premium II производительностью 300 тыс. барр./сут из-за своего критического финансового положения.

В июле 2018 г. Petrobras объявила о партнёрстве с Китайской национальной нефтяной корпорацией (CNPC), причём основное внимание было уделено завершению работ на НПЗ Comperj и участию CNPC в освоении и разработке группы месторождений Marlim (Marlim, Marlim Sul и Marlim Leste) в бассейне Кампус.

Цены на нефть и нефтепродукты

Поскольку Petrobras монопольно объединяет все стадии национального нефтяного цикла, рыночные цены на нефть как промежуточный продукт в Бразилии отсутствуют. По оценке экспертов ANP, в 2017 г. структура цены на нефть (47,9 долл./барр.) имела следующий вид:

- 7,7 доллара – роялти (то есть регулярные платежи за право разработки недр, которые получают все штаты Бразилии в разных пропорциях) (16,1%);
- 8,2 доллара – специальная плата бразильских предприятий по добыче нефти на случай непредвиденных экстремальных ситуаций (уплачивается в федеральный бюджет Бразилии) (17,1%);
- 16 долларов – средняя компенсация удельных затрат на эксплуатацию нефтяных месторождений (33,4%);
- 16 долларов – средняя прибыль нефтедобывающих предприятий (33,4%).

В марте 2018 г. в Бразилии разразился небывалый топливный кризис, а в мае дальнобойщики объявили забастовку на 10 дней, установив блокпосты для перекрытия автомобильных дорог по всей стране в знак протеста против роста цен на топливо, повышенных с согласия Petrobras. Менее чем за год цены на бензин и дизельное топливо в Бразилии повысились почти на 50%.

В июне 2018 г. генеральный директор Petrobras Педро Паренте ушёл в отставку из-за решения правительства о субсидировании стоимости дизельного топлива (с целью прекратить забастовку). Паренте выступал против такой политики, стремясь более тесно увязать внутренние цены на жидкое топливо с их уровнем на международных рынках.

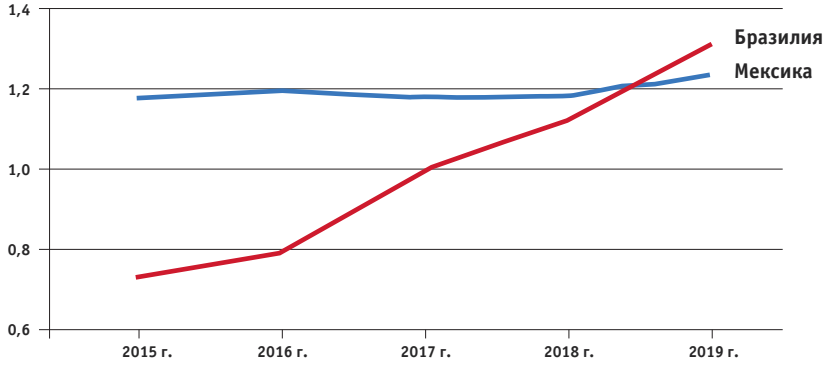
Если в ближайшие годы не будут построены новые крупные НПЗ, то внутренний спрос на нефтепродукты будет по-прежнему превышать имеющиеся мощности переработки. Это увеличит национальный импорт жидкого топлива, а также лёгкой нефти из стран Африки и Ближнего Востока (страна вынуждена закупать её, поскольку существующие в Бразилии НПЗ плохо приспособлены к переработке относительно тяжёлого местного сырья). Одновременно Бразилии придётся отправлять на экспорт свою тяжёлую нефть.

В периоды засух и неурожаев сахарного тростника Бразилия импортирует даже этанол. К тому же высокие цены на сахар могут побудить производителей перейти на производство сахара вместо биотоплива. Спрос на импортируемый этанол, как правило, выше в северо-восточной части страны из-за недостаточного местного производства и более высоких затрат на транспортировку этанола из южных районов страны.

В прошлом году Бразилия увеличила объёмы своего экспорта нефти до нового рекорда – порядка 1,2 млн барр./сут (+20% по сравнению с 2017 г.). А в 2019 г., как ожидается, Бразилия опередит по данному показателю даже Мексику – одного из ведущих нефтеэкспортёров, не входящих в ОПЕК (см. рис. 10).

Основными покупателями бразильской нефти в прошлом году были КНР (увеличившая свою долю до 55% с 42% в 2017 г.), США и Испания. ■

Рис. 10. Фактический и ожидаемый годовой экспорт нефти из Мексики и Бразилии в 2015–2019 гг., млн барр./сут



Источник: S&P Global Platts.

PRC RUSSIA & CIS

ORGANIZER BGS group

КОНГРЕСС ПО НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ И НЕФТЕХИМИИ: РОССИЯ И СНГ

30-31 марта 2020 | Санкт-Петербург, Росссия

ОСНОВНЫЕ ТЕМАТИКИ:

- Модернизация нефтепереработки и нефтехимии в России и СНГ
- Импортозамещение в нефтепереработке
- Цифровая трансформация как стратегический приоритет
- Операционная эффективность в нефтегазохимической промышленности
- Оценка, планирование и финансирование проектов

230+ Участников

130+ Компаний

100+ B2B-встреч

35+ Докладчиков

+31208087321
+7 495 204-14-65
info@prcrussia.com
prcrussia.com

РЕКЛАМА

Нефтяная промышленность Зелёного континента

Став лидером по экспорту СПГ, Австралия одновременно снижает добычу «чёрного золота»

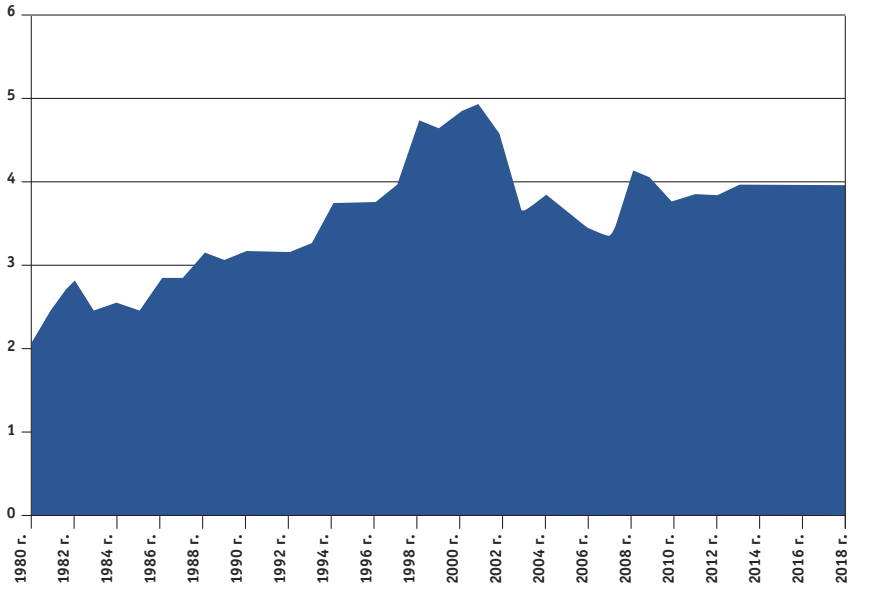
Евгений ХАРТУКОВ,
профессор Московского государственного института (университета) международных отношений МИД России (МГИМО)

По оценке правительственной организации Geoscience Australia, общие подтверждённые ресурсы жидких углеводородов (ЖУВ) Австралии составляют более 7 млн т н. э., в том числе на нефть приходится почти 1,7 млн т н. э.).
А в соответствии с оценкой Australian Petroleum Production & Exploration Association (APPEA), общие установленные ресурсы жидких углеводородов в стране составляют почти 5,66 млрд баррелей, в том числе нефти – 1431 млн, газоконденсата – 2750 млн, сжиженного нефтяного газа – 1475 млн баррелей.

Запасы и добыча

Первое промышленное месторождение нефти в Австралии – Муни – было обнаружено в штате Квинсленд в декабре 1961 г. А теперь в стране насчитывается свы-

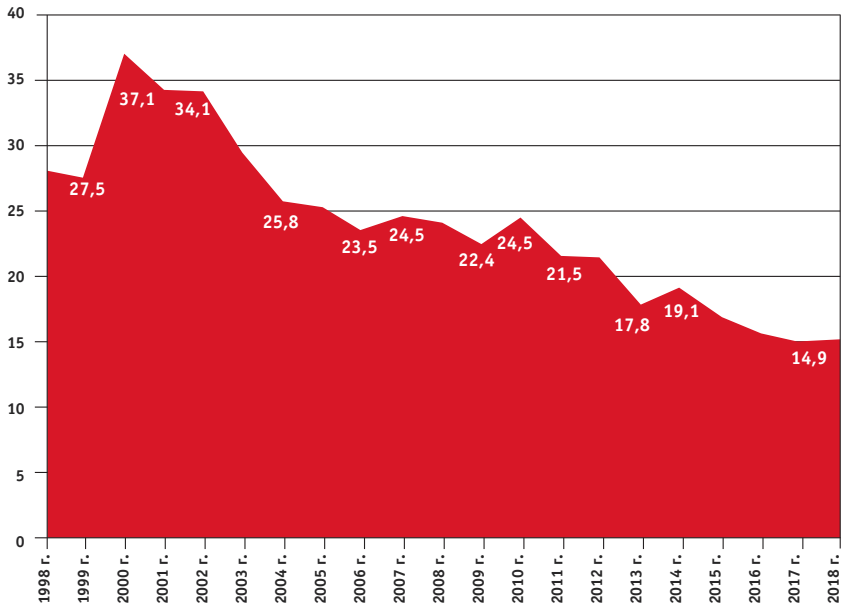
Рис. 1. Динамика доказанных запасов нефти и газоконденсата в Австралии в 1980–2018 гг. (на конец года), млрд барр.



Примечание: пересчёт из баррелей в тонны для запасов ЖУВ в Австралии можно произвести на базе коэффициента 9,02 барр./т для температуры 15 °С.

Источник: составлено автором на базе BP Statistical Review of World Energy 2019; Lnd.: BP, 2017–2019.

Рис. 2. Динамика годовой добычи ЖУВ в Австралии в 1998–2018 гг., млн т



Источник: составлено автором на базе BP Statistical Review of World Energy 2017–2019 и CEIC.

Хотя нефтяная промышленность Зелёного континента переживает глубокий упадок, наблюдаемый с 2010 г., она всё ещё одна из крупнейших в мире, по крайней мере в АТР.

ше 130 месторождений нефти, девять из которых считаются крупными, а шестнадцать – средними. По оценке компании BP, доказанные запасы нефти и конденсата в Австралии стабилизировались на протяжении последних лет и составляют сейчас 4 млрд барр. (или 0,4 млрд т) по сравнению с 2,1 млрд барр. на конец 1980 г. (см. рис. 1).

Большая часть нефтяных запасов находится в пределах небольших осадочных бассейнов: Карнарвон (здесь открыто месторождение Барроу); пролив Басса (Снаппер, Барракута, Кингфиш, Халибат и Марлин); Восточно-Австралийский бассейн (Тирравара, Гиджилла, Мурари и Мумба). В основном нефть находится в мезозойских отложениях. Она лёгкая и малосернистая.

Хотя нефтяная промышленность Зелёного континента переживает глубокий упадок, наблюдаемый с 2010 г., она всё ещё одна из крупнейших в мире, по крайней мере в АТР, где она уступает сейчас по объёму годовой нефтедобычи лишь восточной части России, КНР, Индонезии, Индии, Малайзии и Таиланду. Причём Индию и Таиланд можно было бы смело удалить из этого списка, если говорить о «золотом веке» австралийской нефтедобычи. Так, в 2000 г. Австралия добыла свыше 37 млн т жидких УВ (см. рис. 2).

Коммерческая добыча нефти началась в Австралии относительно недавно, в 1962 г., на месторождении Муни, в 300 км к западу от г. Брисбен (штат Квинсленд). К концу XX века её объёмы составляли порядка 25–30 млн т в год, в том числе почти половина приходилась на бассейн Гипсленд, расположенный у юго-восточного побережья Австралии (см. рис. 3). В настоящее же время крупнейшим по нефтедобыче является бассейн Карнарвон-Перт на западе страны. В 2017/2018 финансовом году (то есть с 1 июля 2017 г. по 30 июня 2018 г.) он обеспечил производство почти двух третей австралийских жидких углеводородов.

В соответствии с оценкой итальянского концерна Eni, содержащейся в его последнем (2019 г.) мировом обзоре, кратность нефтяных запасов (то есть их отношение к добыче нефти за предшествующий год) в Австралии выросла с 17 лет в 2000 г. до 35 лет в 2017-м и сократилась до 32 лет в 2018 г.

Программа разведки нефтяных месторождений, начавшаяся в 1950-х при поддержке государства, способствовала чёткому выделению по крайней мере 20 осадочных бассейнов, в девяти из которых сейчас добывается нефть.

Важнейшие месторождения находятся в бассейнах Гипсленд (штат Виктория), Карнарвон-Перт (Западная Австралия), Бонапарт (Северная и Западная Австралия) и Купер-Эроманга (Южная Австралия и Квинсленд).

Рис. 3. Нефтегазоносные бассейны и основные объекты нефтегазовой промышленности Австралии (по состоянию на середину 2018 г.)

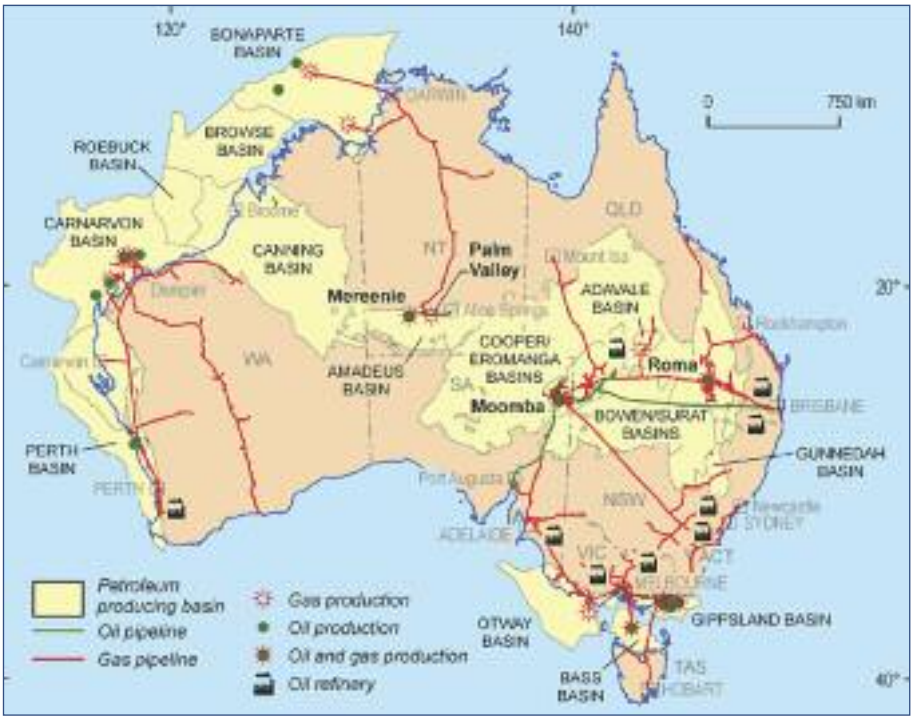
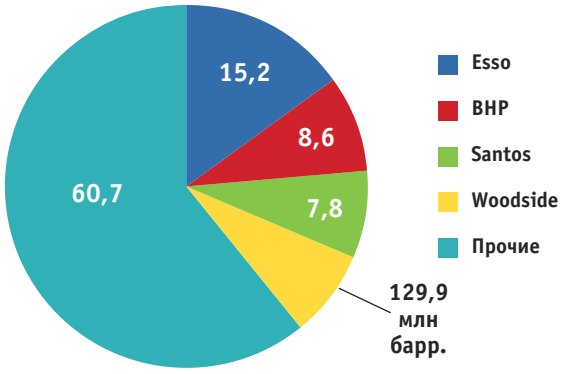


Табл. 1. Основные нефтяные компании, работающие в Австралии

Австралийские компании	Иностранные компании
Broken Hill Proprietary Billiton Petroleum (BHP)	Agip/Eni (Italy)
Woodside Energy	Shell Development (Netherlands)
South Cross Pipelines	ConocoPhillips (USA)
Santos Ltd	Occidental (USA)
Wapet Group (West Australian Petroleum Pty Ltd)	Canadian Petroleum (Канада)
Oil Company of Australia	BP (Великобритания)
Ampolex Pty Ltd (PPL)	Exxon/Mobil (Esso) (USA)
Western Mining Corp.	Apache Energy (USA)
Discovery Petroleum	Chevron (USA)
Central Pacific Minerals	Texaco (USA)
Southern Pacific Petroleum (SPP)	Caltex Oil (USA)
Baraka Petroleum (BKP)	Transalta Corp. of Calgary (Канада)

Источник: составлено автором на базе различных источников.

Рис. 4. Структура добычи ЖУВ в Австралии в 2018 г. по компаниям, %



Источник: составлено автором на базе различных источников, включая годовые отчёты компаний за 2018 г.

вод Джэксон – Муни – Брисбен. Их протяжённость составляет всего 3609 км (см. рис. 5). А трубопровод для транспортировки газоконденсата лишь один – из бассейна Купер в Порт-Пири (штат Южная Австралия), его длина – 72 км.

В начале 1980-х в Австралии действовали 12 нефтеперерабатывающих заводов общей установленной мощностью 37 млн т в год. В основном они были построены в 1950–1960 гг., и их суммарная производительность не превышает сейчас 454 тыс. барр./сут (22,7 млн т/г). Многие австралийские НПЗ закрываются, не выдерживая конкуренции со стороны более мощных и современных пред-

Ведущая компания, осуществлявшая разведку и добычу нефти и газа в Австралии с 1990-х, – американская Esso, действующая совместно с австралийской частной горно-рудной и нефтяной компанией Broken Hill Proprietary (BHP). Она вела нефтедобычу в бассейне Гипсленд и других местах. Крупным добытчиком углеводородов, главным образом природного газа, является и австралийская компания Woodside Energy, работающая в основном на западе страны. В разработке нефтегазовых месторождений участвуют также европейские компании Shell и BP.

Основными компаниями, работающими на нефтяном рынке Австралии, сегодня являются следующие (см. табл. 1 и рис. 4).

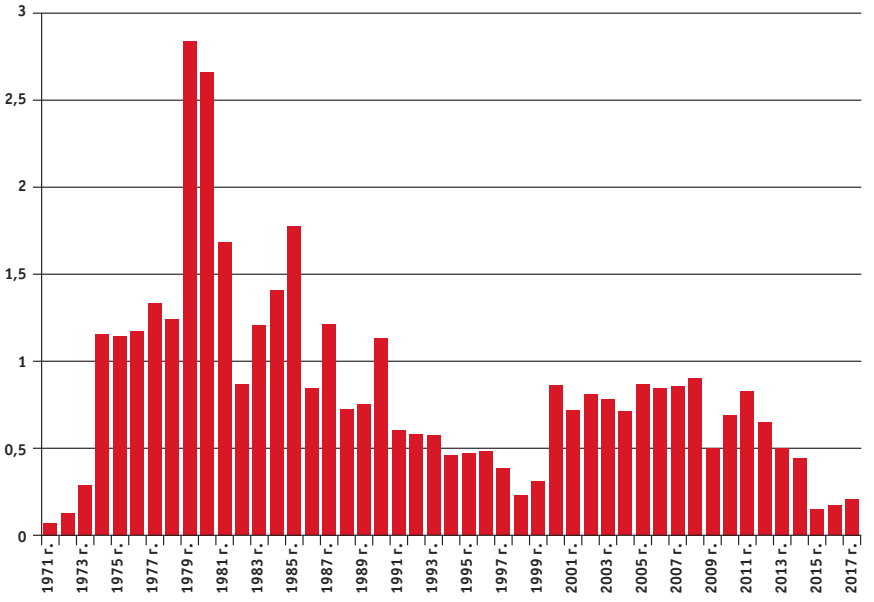
Транспортировка и переработка сырья

В отличие от многочисленных газопроводов, магистральных трубопроводов для перекачки нефти в Австралии совсем немного. По существу, их только пять, включая печально известный, давший протечку и временно не работающий нефтепро-

Рис. 5. Схема трубопроводов Австралии (по состоянию на начало 2019 г.)

Примечание: трубопроводы для перекачки ЖУВ обозначены зелёным цветом.

Рис. 6. Нефтяная рента Австралии в 1971–2017 гг., % от ВНП



Источник: оценка Всемирного банка.

приятий азиатских стран. В частности, подобная участь постигла в 2015 г. принадлежавший BP Australasia НПЗ мощностью 96850 барр/сут, расположенный в районе г. Брисбен.

Таким образом, теперь в Австралии осталось лишь четыре НПЗ: заводы компании Vitol в Джелонге (штат Виктория), BP в районе Куинаны (Западная Австралия), Caltex в Литтоне (Южная Австралия) и ExxonMobil в Альтоне (Южная Австралия). Они обеспечивают лишь часть внутреннего спроса на топливо (62% на бензин, 33% на дизтопливо и 40% на реактивное горючее в 2017/2018 финансовом году). А остальное приходится на импорт. При этом собственная добыча нефти обеспечивает лишь четверть текущих потребностей австралийских НПЗ в сырье. В общем и целом, Австралия импортирует 60% нужных ей нефтепродуктов и 80% нефти, перерабатываемой отечественными НПЗ.

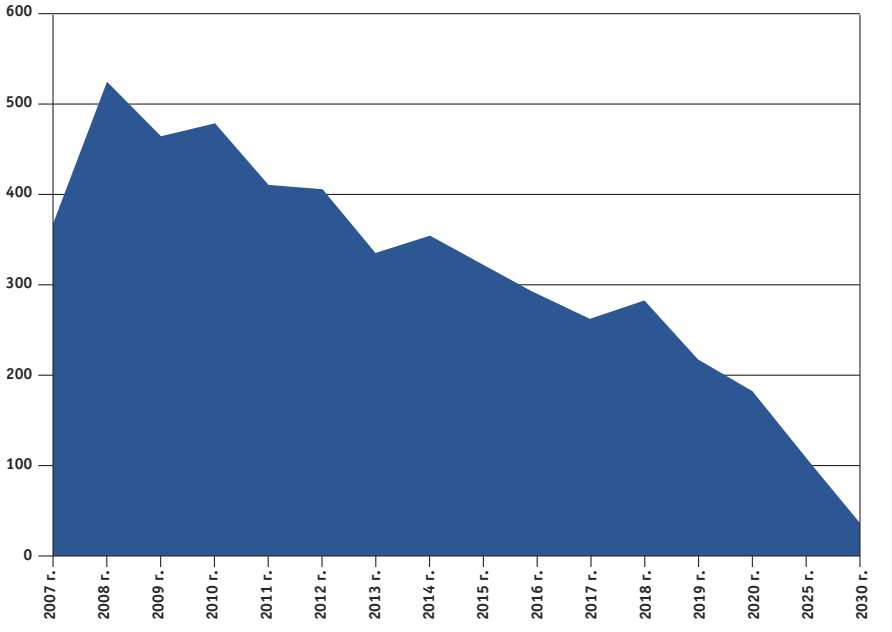
В 2017/2018 финансовом году оставшиеся в строю австралийские НПЗ выработали лишь 28,7 тыс. мегалитров нефтепродуктов по сравнению с 34,187 тыс. мегалитров в 2013/2014 и 36,891 тыс. мегалитров в 2012/2013 финансовых годах (1 мегалитр равен 1 млн литров).

В среднем за период 2009–2013 гг. добыча нефти в Австралии и её переработка на НПЗ страны сократились более чем на 26%. В то же время производство нефтепродуктов снизилось на 24%, а их импорт вырос аж наполовину.

В среднем за период 2009–2013 гг. добыча нефти в Австралии и её переработка на НПЗ страны сократились более чем на 26%. В то же время производство нефтепродуктов снизилось на 24%.

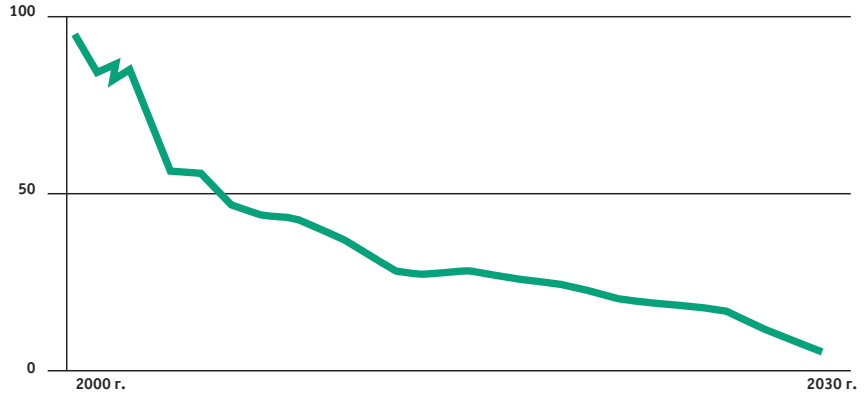
Тем не менее строительство новых крупных НПЗ в Австралии остаётся малорентабельным из-за конкуренции со стороны центров нефтепереработки в Сингапуре, Японии и Южной Корее. В результате к 2030 г., когда ожидается пик мирового и внутреннего спроса на нефтепродукты, по оценке австралийского правительства, в стране может не остаться ни одного работающего НПЗ и Австралия будет вынуж-

Рис. 7. Добыча нефти в Австралии в 2007–2030 гг., тыс. барр./сут



Источник: Australian Institute of Energy.

Рис. 8. Обеспеченность Австралии жидким топливом в 2000–2030 гг., % от внутреннего потребления



Источник: National Roads and Motorists' Association.

дена импортировать все необходимые ей нефтепродукты из-за рубежа.

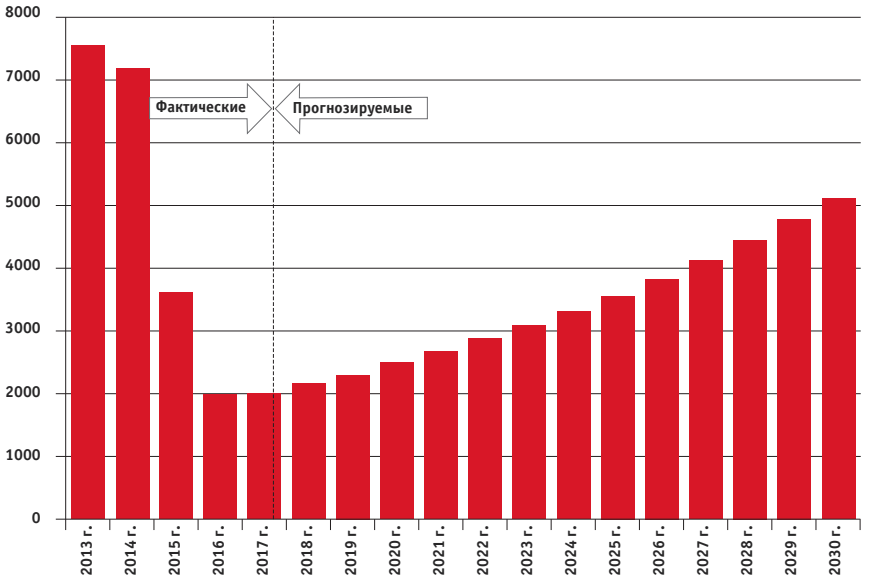
Вклад в экономику и перспективы

В прошлом году потребность Австралии в жидком топливе составила свыше 51 млн т. При этом страна была вынуждена импортировать почти 18 млн т нефти и нефтепродуктов. Доля жидкого топлива в структуре внутреннего энергобаланса составила почти 37% по сравнению с 33,6% по миру в целом и 21,1% в России. При этом потребление нефти на душу населения – почти 2,1 т, что заметно превышает среднемировой показатель (0,6 т на человека) и что близко к уровню США (2,7 т на человека).

Стоимость добытых в Австралии нефти и газоконденсата соответствовала 0,5% созданного в 2018 г. ВНП. По оценке Всемирного банка, доля нефтяной ренты (то есть разницы между мировыми ценами на нефть и средними полными издержками её добычи в Австралии) в 2017 г. составляла лишь 0,21% ВНП страны, хотя в 1979 г. она достигала 2,83% (см. рис. 6).

Начиная с 2008 г. положение серьёзно ухудшилось. По прогнозам правительственных Geoscience Australia (GA) и Австралийского бюро сельского хозяйства, ресурсной экономики и науки (ABARES), к 2020 г. собственная добыча ЖУВ сократится менее чем до 0,3 млн барр./сут, а чистый нефтяной импорт превысит 0,8 млн барр./сут. В зависимости от будущих цен на нефть и нефтепродукты, валютных курсов и других плохо прогнозируемых параметров годовой дефицит нефтяного баланса в Австралии может возрасти с 12 млрд долларов в 2006–2008 гг. до пугающих 50–100 млрд долларов.

Рис. 9. Ежегодные расходы на проведение ГРР на нефть и газ в Австралии в 2013–2030 гг., млн австрал. долл. (до 2018 г. в фактических ценах, а с 2018 г. в неизменных долларах 2017 г.)



Источник: APPEA.

Всемирную известность современной Австралии принесла отнюдь не её довольно развитая нефтяная промышленность, а растущий экспорт сжиженного природного газа. По итогам 2019 г. Австралия должна стать крупнейшим в мире экспортёром СПГ.

По прогнозной оценке Австралийского института энергетики (Australian Institute of Energy, ноябрь 2018 г.), к 2030 г. добыча нефти в стране сократится менее чем до 40 тыс. барр./сут (или менее 2 млн т/г) (см. рис. 7).

National Roads and Motorists' Association сообщает, что к 2030 г. Австралия столкнётся с необходимостью импортировать 80% потребляемого страной жидкого топлива по сравнению с 40% в начале тысячелетия. При этом обеспеченность своей нефтью к 2030 г. сократится с 90% до 5% (см. рис. 8).

В свою очередь, уже упоминавшаяся APPEA в начале 2019 г. прогнозировала рост капиталовложений в ГРР на нефть и газ в Австралии на период до 2031 г. на уровне 7,5% в год (см. рис. 9).

Судя по прогнозу APPEA, нефтегазовые компании, действующие в Австралии, приложат все усилия в области поисково-разведочных работ к тому, чтобы изменить ситуацию к лучшему. Однако шансы найти сейчас в стране промышленные скопления ЖУВ, прямо скажем, невелики…

В заключение следует сказать, что всемирную известность современной Австралии принесла отнюдь не её довольно развитая (хотя теперь и увядающая) нефтяная промышленность (и вовсе не овцеводство, не говоря уже о кенгуру и коалах), а растущий экспорт сжиженного природного газа. Он в основном осуществляется на базе газовых месторождений северо-западного шельфа страны. По итогам 2019 г. Австралия должна стать крупнейшим в мире экспортёром СПГ. ■

Обустройство нефтегазовых месторождений

Технический форум

Главная цель форума -

представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа для эффективной разработки.

12-13 февраля
2020 года
Холидей Инн Лесная
Москва

+7 (495) 488-6749
info@forumneftegaz.org
www.forumneftegaz.org

Темы Форума

- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- Технико-экономические расчеты при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений.
- Расчеты при оценке стоимости капитального строительства.
- Блочно-модульное исполнение основного технологического оборудования. Примеры блочных поставок.
- Информационные технологии в проектировании обустройства. Рассмотрение методологии создания моделей.
- Разработка и освоение морских месторождений.
- Подводные добычные комплексы.
- Оборудование и технологии обеспечения морской добычи.
- Другие темы отрасли.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Форума, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.

Для дополнительной информации и подбора решения, удовлетворяющего Вашим задачам и бюджету, пожалуйста свяжитесь с нами по электронной почте info@forumneftegaz.org или по телефону +7 (495) 488-6749.

РЕКЛАМА

18-19 МАРТА

г. Новый Уренгой

ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках

ЯМАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ФОРУМА

SIBExpoSERVICE

ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск
Тел.: (383) 335 63 50, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

2020

РЕКЛАМА

Привлекательный регион

Российские нефтегазовые компании расширяют свою деятельность в Африке

Татьяна ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Возвращение России в Африку и её явные успехи на этом поприще являются одной из самых обсуждаемых тем 2019 г. С уверенностью можно сказать, что первый саммит «Россия – Африка», прошедший 23–24 октября в Сочи, стал поворотным пунктом для реализации новой стратегии Москвы по возвращению страны на этот континент и по осуществлению масштабных программ помощи его развитию. Если раньше, во времена Советского Союза, Москве важнее была лояльность того или иного африканского государства, чем собственная финансовая выгода, то теперь она выстраивает взаимовыгодное сотрудничество с африканскими странами, видя в них перспективных партнёров. То есть работает по тем направлениям, которые могут принести прибыль, – нефтегазовые проекты, разумеется, находятся на первом месте.
Это вполне объяснимо, ведь Африка становится всё более значимым регионом для глобального рынка энергоресурсов: ведущие мировые корпорации активно наращивают здесь своё присутствие, а совокупные инвестиции в разведку и добычу нефти и газа на континенте, по прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), за период с 2018-го по 2040 г. превысят 2 трлн долларов.
В Африке российские нефтегазовые интересы в основном представляют «ЛУКОЙЛ», «Газпром», «Роснефть», «НОВАТЭК» и «Татнефть». Рассмотрим подробнее их проекты и перспективы.

Африканский курс «ЛУКОЙЛа»

«ЛУКОЙЛ» является участником проекта Мелейя в *Египте* (Западная пустыня) со сроком действия контракта до 2024 г. Мелейя – один из первых зарубежных добычных проектов компании, в который она вошла в 1995 г. Сегодня в нём участвует также Eni (76%, оператор), доля «ЛУКОЙЛа» составляет 24%. В последние годы по результатам активной доразведки, включая сейсмику 3D и разведывательно-поисковое бурение, на блоке открыты несколько новых высокопродуктивных месторождений: Северная Нада и Гавахер (2007 г.), Аркадия (2010 г.), Эмри Дип (2012 г.), Роза Норт (2013 г.) и Мелейя-Уэст (2014 г.).

Также «ЛУКОЙЛ» реализует добычной проект WEEM (West Esh El-Mallaha) в Египте (Восточная пустыня, район города Хургада). На WEEM построено несколько важных инфраструктурных объектов, в том числе резервуарный парк общим объёмом 9 тыс. м^3 и экспортный нефтепровод протяжённостью 100 км, который связал месторождения блока с нефтеналивными терминалами на западном побережье Красного моря – Рас Эль-Бихар и Гебель Аз-Зейт. А в феврале 2010 г. «ЛУКОЙЛ» на правах оператора с долей 50% вошёл в проект WEEM Extension (участок вплотную прилегает к блоку WEEM с северо-востока). Его участником также является компания Tharwa Petroleum (50%). Уже выполнены обязательства по геологоразведке участка, включающие бурение поисково-разведочных скважин и проведение

3D-сейсмики. Пробная эксплуатация началась в 2010 г., тогда же получена лицензия на разработку сроком на 20 лет.

В последние несколько лет «ЛУКОЙЛ» активно расширяет своё присутствие в Африке. Так, диверсифицируя активы в перспективном регионе Западной Африки, компания в июне 2014 г. заключила соглашение о приобретении доли в проекте по разработке участка Etinde на шельфе ***Камеруна*** (сделка по вхождению завершилась в марте 2015-го). В июле 2014-го была выдана лицензия на разработку данного участка сроком на 20 лет. Участок площадью 460 км^2 расположен в акватории Камеруна в Гвинейском заливе, в 20 км от берега, в непосредственной близости от границы Экваториальной Гвинеи. Глубина моря в пределах блока варьируется от 10 до 75 м. Разработка участка осуществляется на основе соглашения о разделе продукции (СРП), подписанного в декабре 2008 г. В июле 2014 г. выдана лицензия на разработку участка сроком на 20 лет. Участники проекта: New Age Ltd. – 30% (оператор), «ЛУКОЙЛ» – 30%, EurOil Ltd. (Bowleven) – 20%, а также камерунская госкомпания Societe Nationale des Hydrocarbures – 20%. В 2018 г. было завершено бурение двух поисково-оценочных скважин, уточнена площадь залежи, получен приток нефти и проведены работы по уточнению геологической модели и подсчёту запасов.

Камерун добывает нефть с 1972 г., но исторически он не был крупным нефтепроизводителем. На пике, в середине 1980-х, страна вышла на объёмы производства 185 тыс. баррелей в сутки, но затем началось продолжительное падение. Однако в последнее время добыча нефти здесь снова быстро растёт. Так, в этом году прогнозируется увеличение производства на четверть, до 82 тыс. барр./сут. Шельф Гвинейского залива является по сути огромной нефтеносной провинцией и считается весьма перспективным. Там уже ведут активную разработку месторождений соседи Камеруна – Габон (240 тыс. барр./сут) и Экваториальная Гвинея (346 тыс. барр./сут). У Камеруна есть шансы присоединиться к ним. Во всяком случае, участок Etinde расположен как раз вблизи границы Экваториальной Гвинеи.

В марте 2014 г. «ЛУКОЙЛ» вошёл в морской глубоководный проект на блоке Tano (Deepwater Tano/Cape Three Points) на шельфе ***Ганы*** в Западной Африке (сделка по вхождению завершилась в октябре 2015 г.). Данный блок площадью немногим более 2 тыс. км^2 расположен в западной части акватории Ганы, в Гвинейском заливе, вблизи побережья Камеруна, в 80 км от берега. Глубина моря в пределах блока варьируется от 1,6 тыс. до 3 тыс. м. На блоке было обнаружено семь месторождений углеводородов: пять нефтяных и два газовых.

В сентябре 2014 г. российская компания присоединилась к проекту на глубоководном блоке OML-140 на шельфе Нигерии в Западной Африке (сделка закрыта в сентябре 2015 г.). Площадь блока – более 1,2 тыс. км^2, он находится в акватории ***Нигерии*** в Гвинейском заливе, в 135 км от побережья. Глубина моря на территории участка варьируется от 1,2 тыс. м до 2 тыс. м. В июне 2009 г. была выдана лицензия на разработку блока сроком на 20 лет. Оператором проекта стала «дочка» компании Chevron (Star Ultra Deep Petroleum). Доли в проекте распределились следующим образом: у нигерийской государственной компании NNPC она составляет 30%, у Star Ultra Deep Petroleum – 27%, ONG – 25% и «ЛУКОЙЛа» – 18%. На блоке открыто месторождение Nsiko и выделен ряд перспективных структур.

В октябре 2019 г., в рамках саммита «Россия – Африка» «ЛУКОЙЛ» подписал меморандум о взаимопонимании с ***Экваториальной Гвинеей*** о возможном участии в проектах разведки и добычи углеводородов в стране. Подписи под документом поставили глава «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов и министр горно-рудной промышленности и углеводородов Экваториальной Гвинеи Габриэль Мбага Обианг Лима. Напомним, что российская компания участвует в проекте по разведке и разработке запасов углеводородов на блоке EG-27, что на шельфе Экваториальной Гвинеи, с долей 80% (20% – у GEPetrol). При этом она подумывает о строительстве СПГ-завода на плавучей платформе мощностью 2,2 млн т в год.

Как рассказал Габриэль Мбага Обианг Лима в кулуарах пятого саммита Форума стран-экспортёров газа (ФСЭГ) в конце ноября 2019 г., у «ЛУКОЙЛа» есть два варианта. Первый из них – это сооружение трубопровода до Punto Europa (действующий СПГ-завод в Малабо), откуда сжиженный газ будет отправляться на экспорт. Второй – строительство нового плавучего СПГ-терминала. *«Всё будет зависеть от “ЛУКОЙЛа”: какую опцию он посчитает наилучшей»*, – отметил министр.

Также в ходе саммита ФСЭГ Министерство горно-рудной промышленности и углеводородов Экваториальной Гвинеи объявило, что концессия на Блок нефтегазовых полей (ранее Блок R) в бассейне реки Нигер достался «ЛУКОЙЛу». И кроме того, министерство подписало соглашение о сотрудничестве с российской геологоразведочной компанией «Росгео» и венесуэльской государственной нефтяной компанией PdVSA для изучения перспективного района добычи на суше страны.

Во II квартале 2019 г. российская компания заключила соглашение с New Age M12 Holdings Limited о приобретении 25-процентной доли участия в проекте Marine XII в ***Республике Конго***. Этот проект реализуется на условиях соглашения о разделе продукции. В пресс-релизе «ЛУКОЙЛа» говорится: *«Сделка на сумму 51,4 млрд рублей (768 млн долларов) была закрыта в сентябре 2019 г. после выполнения всех отлагательных условий, в том числе получения одобрения государственных органов Республики Конго»*.

Интересы «Газпрома»

Крупнейшим производителем и ведущим экспортёром природного газа на африканском континенте является ***Алжир***. Он представляет для «Газпрома» особый интерес, и поэтому в целях обеспечения постоянного присутствия в этой североафриканской стране работает представительство ПАО «Газпром», а также филиал Gazprom International – специализированное предприятие концерна по реализации зарубежных upstream-проектов. Меморандум о взаимопонимании между алжирской государственной нефтегазовой корпорацией Sonatrach и «Газпромом» был подписан в 2006 г., а через два года, в 2008-м, между российской компанией и Алжирским национальным агентством по развитию углеводородных ресурсов ALNAFT был заключён контракт на разведку и добычу углеводородов на участке Эль-Ассель (El Assel) в нефтегазоносном бассейне Беркин (Berkine). Этот проект реализуется в партнёрстве с Sonatrach, причём оператором является Gazprom International. Доля «Газпрома» в проекте составляет 49%, Sonatrach – 51%. К территории контрактного участка было присоединено ранее открытое месторождение Землэ Эр-Реккеб.

Лицензионный участок Эль-Ассель расположен на востоке алжирской части пустыни Сахара, в 150 км юго-восточнее нефтегазовой столицы Алжира – города Хасси-Месауд. Он состоит из трёх блоков (236b, 404a1 и 405b1) общей первоначальной площадью 3250 км^2. К настоящему времени, согласно информации са-

мого «Газпрома», в его пределах открыто четыре газонефтяных месторождения, которые готовятся к разработке.

В начале января 2019 г. стало известно о том, что Gazprom International заинтересован ещё в двух проектах в Алжире и готовит своё коммерческое предложение. В Минэнерго РФ уточнили, что речь идёт о месторождениях Рурд-Сая и Северный Рурд-Сая, по которым проводились геологоразведочные работы. При этом от участия в разработке Землэ Эр-Реккеб и Северного Землэ Эр-Реккеб российская сторона отказалась. Министр энергетики РФ Александр Новак сообщил, что он попросил продлить срок предоставления коммерческого предложения на два года (до июня 2021 г.).

Сотрудничество «Газпрома» с ***Федеративной Республикой Нигерия*** берёт начало в 2007 г., когда в рамках саммита G8 в Германии состоялась рабочая встреча президентов Владимира Путина и Умару Яр-Адуа. В её ходе главы государств обсудили и одобрили Инициативу партнёрства «Газпрома» и нигерийской государственной корпорации NNPC. В 2008 г. эти компании подписали меморандум о взаимопонимании, предполагающий реализацию совместных проектов в сфере геологоразведки, добычи и транспортировки углеводородов. В 2009 г. было создано совместное предприятие NiGaz Energy Company Limited.

Экономика Нигерии базируется на нефтедобывающей промышленности и сельском хозяйстве. Страна находится на 13-м месте в мире по объёмам производства нефти и на 10-м по её запасам. В значительных объёмах здесь также добывается природный газ. Нефтяной сектор страны обеспечивает 95% валютных доходов и 80% доходной части государственного бюджета. Нигерия является одним из основных поставщиков «чёрного золота» в Западную Европу и занимает пятое место по поставкам в США.

«Газпром нефть» также присутствует в Африке, на рынке ***Анголы***, через свою сербскую дочку NIS (56,15%). NIS ведёт работы на двух производственных блоках, шести скважинах и одном разведочном блоке в рамках консорциума с ангольской компаний Sonangol.

Драйверы «Роснефти»

Одним из ярких примеров успешной стратегии «Роснефти» является проект освоения газового месторождения Зохр на глубоководном шельфе ***Египта***. В октябре 2017 г. компания заключила сделку по приобретению у итальянского консорциума Eni S.p.A 30% в концессионном соглашении на разработку этого крупнейшего газового месторождения в Средиземном море. Стоимость покупки составила 1,125 млрд долларов. К тому же «Роснефть» обязалась компенсировать Eni её долю в понесённых затратах по проекту. Вместе с «Роснефтью» в этом проекте задействованы соответственно Eni (60%) и BP (10%).

Как сказал главный исполнительный директор «Роснефти» Игорь Сечин, комментируя сделку по приобретению доли в месторождении Зохр, компания *«вошла в проект мирового уровня»*. В сентябре 2018 г. на её официальном сайте появилась информация о том, что производственные мощности проекта Зохр увеличены более чем на 25% – до объёма свыше 56,6 млн м^3 газа (или 2 млрд ф^3) в сутки. Это стало возможным благодаря вводу в эксплуатацию пятой очереди завода по подготовке газа на месторождении, а также запуску второго экспортного трубопровода и новых скважин. До конца 2019 г. опережающими темпами планируется нарастить объём добычи газа до проектных мощностей – 76 млн м^3 (2,7 млрд ф^3) в сутки. По итогам первого полугодия 2018 г. на месторождении Зохр было добыто около 3,1 млрд м^3 газа. Как замечают многие аналитики, для «Роснефти» именно Зохр является сегодня главным драйвером роста газодобычи в условиях отсутствия стимулов к наращиванию добычи «голубого топлива» в России.

Второй африканский проект «Роснефти» – освоение нефтегазовых месторождений на шельфе ***Мозамбика***. В конце 2015 г. «РН-Эксплорейшн» («дочка» «Роснефти») и дочернее общество ExxonMobil были признаны победителями тендера на три участка в рамках пятого лицензионного раунда, организованного Национальным нефтяным институтом Мозамбика (Instituto Nacional de Petróleo, INP). «Роснефть» и ExxonMobil получили три лицензионных участка: A5-B в бассейне реки Ангоче, Z5-C и Z5-D в дельте реки Замбези. В октябре 2018 г. консорциум (в котором «Роснефти» принадлежит 20%) подписал с правительством Мозамбика концессионные соглашения на разведку и добычу углеводородов по данным участкам, компании приступили к геологоразведочным работам.

В августе 2019 г. российская компания подписала Соглашение о сотрудничестве с INP, а также Меморандум о расширении сотрудничества с Национальной нефтегазовой компанией Мозамбика (Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, ENH). В соответствии с подписанными документами, российская сторона получила право на изучение имеющейся геологической информации по ряду наземных и морских блоков Мозамбика для оценки их потенциала, а также возможность в дальнейшем войти в проекты на этих участках. Игорь Сечин в связи с этим отметил: *«Мозамбик является одним из перспективных направлений международного бизнеса компании. “Роснефть” заинтересована в дальнейшем расширении портфеля проектов в стране. Надеюсь, подписанные сегодня соглашения будут этому способствовать»*.

За последнее десятилетие добыча газа в Мозамбике выросла в полтора раза, а потребление – в 13 раз. Страна стала значимым экспортёром этого ресурса. Спрос на него, по прогнозу МЭА, будет расти быстрее, чем на другие энергоносители, и к 2030 г. увеличится на 30%.

Необходимо также упомянуть о том, что в конце мая 2018 г. «Роснефть» и Oranto Petroleum Limited (***Нигерия***) в рам-

ках XXII Петербургского международного экономического форума подписали Меморандум о взаимопонимании в отношении возможного сотрудничества по реализации нефтегазовых проектов в Африке. Согласно пресс-релизу российской компании, этот Меморандум закрепляет намерение сторон изучить возможность сотрудничества на базе существующих активов Oranto Petroleum, приобретения новых активов, реализации проектов в области переработки, коммерции и логистики, а также монетизации газа на Африканском континенте. Oranto Petroleum совместно с Atlas Petroleum International является крупнейшей в Африке частной группой по разведке и добыче углеводородов. Штаб-квартира компании расположена в столице Нигерии – Лагосе. В портфеле компании находятся 20 месторождений в 10 странах континента, включая Сенегал, Гану, Нигерию, Южный Судан и другие.

В мае 2018 г. «Роснефть» и Национальная нефтяная корпорация ***Ганы*** (GNPC) подписали пакет документов, предполагающих доставку в порт Тема (Гана) в течение 12 лет сжиженного природного газа в объёме около 1,7 млн т в год и его регазификацию на мощностях терминала. В пресс-релизе «Роснефти» отмечается, что поставки газа этой российской компании позволят на четверть удовлетворить энергетические потребности Республики Гана, усилить её энергетическую безопасность и укрепить позицию страны в качестве ключевого СПГ-хаба в регионе. Также было подписано рамочное соглашение, предусматривающее совместное изучение приоритетных направлений взаимовыгодного партнёрства в сфере разработки нефтегазовых месторождений и поставок нефти и нефтепродуктов. Игорь Сечин отметил: *«Подписанные документы открывают новый этап в развитии сотрудничества между Россией и Республикой Гана. На сегодняшний день Гана входит в число динамично развивающихся экономик мира, где спрос на энергию увеличивается с каждым годом. “Роснефть” как глобальная энергетическая компания способна обеспечить эти потребности, в том числе с помощью поставок СПГ и природного газа. Также документы открывают перед компанией широкие возможности в области разведки, добычи и трейдинга»*.

Новый рынок для «НОВАТЭКа»

На сегодняшний день «НОВАТЭК» уже поставляет СПГ на четыре континента, и его ближайшие планы – начать поставки на пятый континент, в Африку. Но пока этот вопрос остаётся на стадии обсуждения.

В начале сентября 2019 г. министр горно-рудной промышленности и углеводородных ресурсов Экваториальной Гвинеи Габриэль Мбега Обиангу Лима сообщил СМИ о том, что его страна намерена скоро провести переговоры с «НОВАТЭКом» по поставкам СПГ в Африку. По его словам, российские экспортёры СПГ продолжают рассматривать в качестве рынков сбыта Северную Америку и Азию и поставляют СПГ в очень немногие страны Африки. Обиангу Лима подчеркнул: *«Необходимо посмотреть на ЮАР, Марокко, Египет – новые рынки для российского газа. Это то, на что нам скоро придётся взглянуть. Очевидно, что эти рынки более прибыльные и мы платим лучше, чем европейцы <…> Пока у нас нет терминала для приёма газа. Но если будет готов терминал, у нас всё будет хорошо»*. Министр также заявил, что в стране уже ведётся сооружение терминала, и инженерно-строительные работы почти завершены.

Ливийские попытки «Татнефти»

До начала военных действий в Ливии «Татнефть» совместно с ливийской Национальной нефтегазовой компанией (NOC) вела там геологоразведку на нефтяных участках в районах Гедамис и Сирт общей площадью 18,18 тыс. км^2. Концессию на разработку этих участков российская компания получила по итогам международных тендеров ещё в 2005-м и 2006 г. Затем «Татнефть» несколько раз приостанавливала работу в Ливии из-за беспорядков в стране, планируя возобновить её после стабилизации ситуации в регионе. Так, компания впервые приостановила работы в Ливии в феврале 2011 г. Через два года она пыталась вернуться к реализации проектов – направила в Триполи своих сотрудников, которых через некоторое время из-за конфликтов пришлось эвакуировать. Следующая неудачная попытка вернуться в Ливию была предпринята в мае 2014 г.

Между тем, в октябре 2018 г. председатель NOC Мустафа Саналла и первый вице-президент «Татнефти» Рустам Халимов обсудили возможность возвращения российской компании к работам в Ливии, а также пути расширения сотрудничества.

В октябре 2019 г. глава компании Наиль Маганов сообщил журналистам о том, что «Татнефть» «работает, будет продолжать работать в Ливии и проводить разведочные работы». При этом он подчеркнул: *«Объём операций может быть разным. В мирное время – одно, сейчас немножко другое»*. На вопрос, когда его компания планирует завершить разведку в Ливии, глава «Татнефти» сказал, что это *«бесконечный процесс: пока месторождение живёт, разведка будет продолжаться»*.

Плюсы и минусы

Завершая обзор на тему российских интересов в Африке, хотелось бы отметить, что, по мнению многих аналитиков, этот регион в будущем сможет служить компаниям из РФ крупной площадкой для реализации СПГ-проектов. Ресурсная база для производства сжиженного газа в Африке будет только расширяться. По прогнозам МЭА, добыча газа на континенте в период с 2017-го по 2040 г. растёт и продолжит расти на 3,7% в год, до 498 млрд м^3. Для сравнения, на Ближнем Востоке за этот же период МЭА ожидает роста газодобычи только на 2,2%, в Северной Америке – на 1,3% в год, а в Европе – снижения на 1,6%.

Но не стоит всё же забывать и о минусах сотрудничества с Африкой. В первую очередь имеются в виду нестабильность политических режимов, внутренние конфликты и низкий уровень безопасности на континенте. Эти факторы в определённой степени снижают интерес компаний, в том числе и российских, к партнёрским отношениям на территории Африки. Сейчас российские компании более уверенно заходят в страны Северной Африки, сотрудничество РФ с которыми в сырьевом секторе идёт параллельно с военным. Но, опять же, здесь всё зависит от правильной бизнес-стратегии. Президент «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов в связи с этим сказал в интервью ТАСС: *«Следует оценивать не только геологические и экономические риски, но и политические риски вхождения в ту или иную страну. Как правило, наши проекты на Африканском континенте основаны на законодательстве раздела продукции, каждый наш контракт проходит все процедуры, в том числе и ратификацию в парламенте. Поэтому мы видим риски, мы понимаем их, но мы прикладываем все наши усилия для их минимизации»*.

В заключение хотелось бы подчеркнуть большую заслугу правительства РФ (не только на высшем уровне, но и на уровне посольств в вышеупомянутых странах) в активном лоббировании интересов российских компаний на Африканском континенте. ■

KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

ufi Approved Event

27-я Казахстанская международная выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

30 сентября – 2 октября 2020
Алматы, КЦДС «Атакент»

www.kioge.kz

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В КАЗАХСТАНЕ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ

RE3 RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E info@re3.events

РЕКЛАМА

N-G-K ru МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

Февраль — ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских компаниях

TEK-R.RU — Награждение лучших поставщиков оборудования и услуг в электроэнергетике

TEK-MAP.RU — Настенная карта по электроэнергетике

Март — НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Май — НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

TEK-R.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Сентябрь — НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Октябрь — НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

TEK-R.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Декабрь — НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

TEK-R.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

РЕКЛАМА

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store · GET IT ON Google play