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

НЕФТЬ РОССИИ № 3–4 2019

Нефть России

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Март – апрель 2019

https://neftrossii.ru

Кто оседлает новую волну СПГ

Большие перспективы малых глубин

Нефтяные ладьи: рынок танкерных перевозок

Заправки в поисках маржи

Москва и Эр-Рияд: брак по расчёту?

Непопулярный взгляд на энергетический переход

Утраченные иллюзии

Очередной «энергетический переход» неизбежен, но не стоит переоценивать его последствия для традиционной энергетики

Валерий АНДРИАНОВ

Энергетика традиционно считается и самой консервативной, и одновременно самой революционной отраслью экономки. Казалось, такое сочетание невозможно. Но это действительно так. На протяжении своего развития она фактически сменила несколько укладов, создавая предпосылки для очередного скачка в эволюции человеческого общества. Переходы от дров к углю, от угля к нефти, от нефти к газу постоянно вносили серьёзнейшие изменения как в деятельность других секторов экономики, так и в повседневную жизнь людей. Вместе с тем, эти переходы всегда были не катастрофическими для тех видов энергоресурсов, которым якобы нашли замену. Широко известный факт – сегодня угля потребляется гораздо больше, чем век назад, на пике промышленной революции, основанной на данном энергоресурсе. В этом и проявляется консервативность ТЭК, не склонного к резкому слому существующей парадигмы собственного роста.

Вместе с тем, «революционный» характер энергетики порождает серьёзную проблему. Подчас нелегко понять, сталкиваемся ли мы с началом нового этапа её развития, основанного на новом типе ресурсов, или оказываемся в плену иллюзий. Этот вопрос особенно актуален именно сегодня, когда на авансцену мирового ТЭК не без помощи мощного политического лобби входят новые энергоносители. Станут ли они основой новой экономики, или нам придётся горько сожалеть об утраченных иллюзиях?

«Смена базовых источников энергии когда-нибудь в будущем закономерна, однако предсказываемая во многих прогнозах возможность относительно скорого перехода мировой экономики преимущественно на возобновляемые энергоносители вызывает сомнения. Факты подсказывают, что процесс может затянуться до середины текущего столетия и даже более. Тревогу вызывают аргументы скептиков, указывающие на то, что энергетический переход с ископаемых на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) повлечёт снижение «энергетической плотности» доминирующих видов топлива в будущем. Как следствие, для производства энергии потребуются в десятки и сотни раз большие площади, что повлечёт за собой негативные последствия для сельского хозяйства, животного мира и окружающей среды в целом», – отмечается в статье «Энергопереход: непопулярный взгляд» нашего автора Ольги Виноградовой.

Впрочем, «непопулярные» (по крайней мере, в западном мире) мнения существуют не только по поводу ВИЭ, но и относительно дальнейших перспектив так называемой американской сланцевой революции. Похоже, здесь тоже придётся избавляться от иллюзий. *«Неумолимая статистика поставила под сомнение сразу два мифа – о чудодейственных технологиях и высокой эффективности разработки сланцевых пластов, – которые (якобы) и позволили американским операторам не только устоять во время кризиса 2014-го, но и достаточно быстро увеличить добычу в последующие годы. Рецепт оказался гораздо примитивнее: вместо широко разрекламированной интенсификации производства успех был достигнут экстенсивным способом – за счёт активной эксплуатации месторождений техасского бассейна Permian»*, – отмечает наш автор Константин Сергеев в статье «Обратная сторона сланца».

Адепты «новой энергетики» предрекают уже скорое сворачивание добычи нефти и газа и, следовательно, падение цен на них. В качестве свидетельства приводится относительно недавний (2014–2015 гг.) обвал котировок «чёрного золота», якобы являющийся первым (или уже третим) звонком к грядущей масштабной драме – гибели традиционной энергетики. Но статистика опять-таки рассеивает эти иллюзии. Сегодня наблюдается рост в секторах, связанных с добычей и реализацией «отжившего своё» энергоресурсов.

Так, несмотря на сохраняющуюся неустойчивость нефтяных котировок, добывающие компании планируют наращивать вложения в разработку подводных залежей углеводородов. При этом впервые за последние пять лет рынок демонстрирует интерес к месторождениям на сравнительно небольших глубинах. Наряду с общим количеством проектов, растут и объёмы инвестиций. Некоторые нефтегазовые компании активно обновляют свои флоты, готовясь оседлать волну возрождающегося спроса на освоение перспективных мелководных районов по всему миру (подробнее см. статью «Большие перспективы малых глубин»).

Нынешний год обещает также стать рекордным для мирового рынка сжиженного природного газа – как с точки зрения прироста производства, так и по числу окончательных инвестиционных решений, принятых для новых проектов. *«Несмотря на профицит предложения, прогнозируется принятие окончательных инвестиционных решений для проектов общей мощностью как минимум 60 млн т СПГ в год. Но эта консервативная оценка, скорее всего, будет значительно превышена. Для сравнения, в прошлом году данный показатель составлял лишь 21 млн т»*, – отмечается в статье Марии Кутузовой «Кто оседлает новую волну СПГ».

Очень важно и то обстоятельство, что нефтяной рынок впервые за многие десятилетия наконец-то получил надежду на установление некоторой стабильности благодаря заключению соглашения «ОПЕК+» и дальнейшему расширению этого формата партнёрства нефтяных держав. *«Укрепление глобального сотрудничества и энергетический альянс России и Саудовской Аравии наверняка снимут напряжённость в международных отношениях и позволят стабилизировать мировой рынок нефти. Возможно, в какой-то мере получится решить и основную его проблему на сегодня – высокую волатильность цен на “чёрное золото”. Ведь резкие перепады котировок мешают планировать расходы на разведку и освоение новых месторождений»*, – отмечается в статье Татьяны Шмелёвой «Москва и Эр-Рияд: брак по расчёту?».

Иными словами, необходимо чётко отделить иллюзии от реальных перспектив развития энергетики и «очистить» ТЭК от чрезмерного влияния политических и иных кратковременных конъюнктурных факторов. Только так можно обеспечить действительно эффективный переход на новый энергетический уклад. ■

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»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

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 29.03.2019
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 – © Depositphotos

СОДЕРЖАНИЕ

NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Утраченные иллюзии

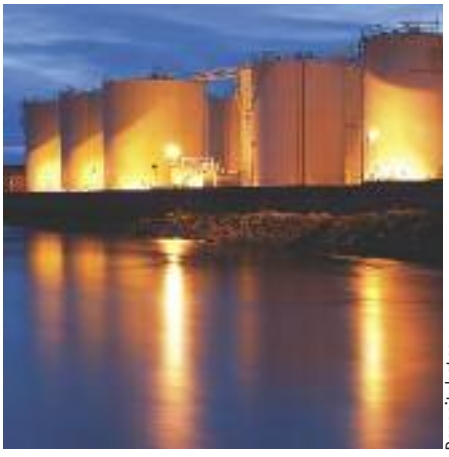
Очередной «энергетический переход» неизбежен, но не стоит переоценивать его последствия для традиционной энергетики **1**

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

М. КУТУЗОВА

Кто оседлает новую волну СПГ

Несмотря на неоднозначные перспективы роста спроса и конкуренцию с другими энергоносителями, эксперты пророчат сжиженному газу светлое будущее **4**



Depositphotos

К. СЕРГЕЕВ

Обратная сторона сланца

Перспективы сланцевой индустрии США на практике не столь радужные, как их представляют американские эксперты и СМИ **11**

О. ВИНОГРАДОВА

Энергопереход: непопулярный взгляд

Развитие ВИЭ может привести к негативным последствиям не только для экономики, но и для… окружающей среды **17**

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ

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

Устойчивое развитие в условиях волатильности

Ключ к достижению этой цели – оптимизация затрат нефтегазовых компаний **22**

Depositphotos

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

А. БЕЛОСЛУДЦЕВ,
начальник Центра компетенции по системам промышленной безопасности и экологии ООО «ЕАЕ-Консалт»

Наряд-допуск сменил бумагу на «цифру»

Усилиями компании «ЕАЕ-Консалт» одна из самых строгих процедур на предприятиях повышенной опасности переведена в цифровой формат **24**

М. КУТУЗОВА

Искусственный интеллект учится добывать нефть

Цифровые технологии способны существенно улучшить процессы разработки нефтегазовых активов **26**

ШЕЛЬФ

К. СЕРГЕЕВ

Большие перспективы малых глубин

Нефтегазовые компании вновь проявляют интерес к освоению глубоководных участков шельфа **30**

НЕФТЕПРОДУКТЫ

П. БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Заправки в поисках маржи

В Москве прошла конференция-семинар «Smart-АЗС: эффективность, инновации, современный сервис» **35**

В. ИГОРЕВ

Новые первопроходцы ледяного континента

Масла и смазки ЛУКОЙЛ помогли осуществить первый в мире автономный автопробег через Антарктиду **40**

ТРАНСПОРТ

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

Нефтяные ладьи

Танкерный флот остаётся главным средством транспортировки нефтяных грузов на дальние расстояния **44**

Ю. БАНЬКО

Новые морские ворота

Перевалка арктической нефти через Кольский залив: вчера и сегодня **53**

МИРОВОЙ РЫНОК

Т. ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Москва и Эр-Рияд: брак по расчёту?

Возможно ли сотрудничество России и Саудовской Аравии в нефтегазовой сфере и других отраслях на долгосрочной основе **58**

БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ

В. МИШИН

Бодалась ГНКАР с кризисом

В непростое десятилетие главная компания Азербайджана показала пример искусного тактического лавирования **62**

ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

Труженицы нефтяной нивы

На протяжении всей истории отечественного нефтегазового комплекса российские женщины вносили весомый вклад в его становление и развитие **67**

Кто оседлает новую волну СПГ

Несмотря на неоднозначные перспективы роста спроса и конкуренцию с другими энергоносителями, эксперты пророчат сжиженному газу светлое будущее

Мария КУТУЗОВА

Нынешний год обещает стать рекордным для мирового рынка сжиженного природного газа (СПГ) как с точки зрения прироста производства, так и по числу окончательных инвестиционных решений, принятых для осуществления новых проектов. Бурное развитие данной отрасли омрачила разбалансировка, наблюдаемая на рынке с конца прошлого года: предложение значительно превысило спрос. В результате сегодня это во многом рынок покупателя.
Несмотря на профицит предложения, прогнозируется принятие окончательных инвестиционных решений для проектов общей мощностью как минимум 60 млн т СПГ в год. Но эта консервативная оценка, скорее всего, будет значительно превышена. Для сравнения, в прошлом году данный показатель составлял лишь 21 млн т в год.

СПГ-разбалансировка

Несмотря на плохую конъюнктуру для новых проектов, лидеры рынка принимают решения об увеличении мощностей по производству сжиженного природного газа. Так, Катар, который по итогам прошлого года произвёл 77 млн т СПГ, собирается упрочить своё лидерство за счёт строительство четырёх дополнительных линий общей мощностью 31,2 млн т в год. Источником для производства сжиженного газа станет рост добычи на Северном месторождении.

В планах у Соединённых Штатов – порядка десяти новых проектов по сжиже-

Depositphotos

нию, среди которых выделяются шестая фаза на Sabine Pass, а также Ventures Calcasieu Pass и Golden Pass. В течение 2019 г. в США планируется ввести в строй четыре новых проекта. Страна рассчитывает за год удвоить экспорт СПГ.

В России в ближайшее время могут быть приняты окончательные инвестиционные решения по проектам «Арктик СПГ – 2», «Балтик СПГ», а также по третьей линии уже действующего завода в рамках «Сахалина-2».

Мозамбик планирует два проекта общей мощностью 18 млн т в год. Среди других стран, анонсировавших принятие окончательных решений по СПГ-проектам, нужно отметить Канаду, Нигерию и Папуа – Новую Гвинею.

Согласно прогнозам IHS Markit, озвученным на конференции CERAWeek 2019, прошедшей в начале марта в Хьюстоне, к середине 2020-х спрос на сжиженный природный газ вырастет до 465 млн т в год (320 млн т по итогам 2018 г.). А к середине 2030 годов этот показатель может достичь 630 млн т в год. Если 20 лет назад в мире импортёрами СПГ было всего девять стран, то сейчас их число достигло 42, а в перспективе предполагается появление новых потребителей сжиженного природного газа. По мнению экспертов IHS Markit, такие объёмы потребуются миру для производства тепловой и электрической энергии.

В последние полгода наблюдается резкий всплеск инвестиций в создание новых мощностей по производству, экспорту, приёму и регазификации СПГ. IHS оценила потенциал проектов, находящихся на этапе строительства и подготовительной стадии, – более 300 млн т.

В последние полгода наблюдается резкий всплеск инвестиций в создание новых мощностей по производству, экспорту, приёму и регазификации СПГ. IHS оценила потенциал проектов, находящихся на этапе строительства и подготовительной стадии, – более 300 млн т.

Компания Refinitiv (ранее – подразделение F&R Thomson Reuters) в конце февраля текущего года выпустила исследование LNG Market Outlook 2019, посвящённое подведению итогов на мировом рынке СПГ за 2018 г. и прогнозам на бли-

Depositphotos

жайшую перспективу. В нём детально проанализированы тренды потребления в этом сегменте. Так, согласно подсчётам Refinitiv, по итогам 2018 г. мировые поставки сжиженного природного газа выросли на 36 млрд м³, достигнув рекордного уровня – 432 млрд м³. Существенная доля нового спроса на газ была обеспечена за счёт роста потребления СПГ в Китае и Южной Корее. На две эти страны пришлось 85% всего прироста поставок сжиженного газа, или 31 млрд м³. Только в КНР импорт СПГ вырос на 41%, достигнув 73 млрд м³.

Однако в нынешнем году эксперты Refinitiv ожидают замедления темпов роста спроса на сжиженный природный газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Так, импорт СПГ в Северо-Восточную Азию вырастет лишь на 4%, или около 11 млрд м³, до 281 млрд м³. Такой показатель резко контрастирует с прошлогодним активным ростом, достигшим в этом регионе 13%. Эксперты прогнозируют существенное замедление динамики спроса на СПГ в Китае. Согласно базовому сценарию Refinitiv, в КНР он вырастет на 16,8 млрд м³. При этом ожидается, что поставки в Японию и Южную Корею суммарно сократятся на 6,5 млрд м³.

«На протяжении первых девяти месяцев прошлого года, когда на рынке наблюдалось увеличение поставок, Китай, Южная Корея, Индия и Пакистан импортировали больше, чем когда-либо прежде, сдерживая волну роста поставок СПГ в Северо-Западную Европу. При этом даже традиционно загруженный четвёртый квартал отличился обрушившимся на рынок большим объёмом поставок вследствие наращивания мощностей новых линий по производству СПГ. Рост поставок был подкреплён ещё и тем фактом, что в октябре 2018 г. Египет превратился в нетто-экспортёра газа за счёт роста производственных мощностей гигантского месторождения Зохр на шельфе страны», – отмечают эксперты.

В течение прошлого года в эксплуатацию в мире были введены девять новых линий по сжижению природного газа общей мощностью около 60 млрд м³ в год. В нынешнем году самый большой прирост объёмов производства СПГ обеспечат Соединённые Штаты, Россия и Австралия.

В течение прошлого года в эксплуатацию в мире были введены девять новых линий по сжижению природного газа общей мощностью около 60 млрд м³ в год. В нынешнем году самый большой прирост объёмов производства СПГ обеспечат Соединённые Штаты, Россия и Австралия. За счёт выхода на полную мощность уже построенных линий, а также запуска новых американские проекты должны в 2019 г. вывести на рынок дополнительные 20 млрд м³, российский арктический проект «Ямал СПГ» должен добавить 12 млрд м³, а Австралия сможет увеличить поставки на 9 млрд м³.

АТР – ДРАЙВЕР РЫНКА

Ожидается, что в 2019 г. рост импорта СПГ в Китай замедлится до 23% по сравнению с прошлогодним показателем в 41%. В результате его объёмы составят 90 млрд м³. После того как в сентябре 2018 г. КНР ввела 10-процентный тариф на СПГ, произведённый в США, регион принял лишь незначительный объём американских поставок. В результате влияние Соединённых Штатов на рынок стало ограниченным. Если торговый спор между странами не разрешится, это может стать препятствием для реализации новых американских проектов по экспорту СПГ, требующих заключения долгосрочных договоров о гарантированной закупке по фиксированным ценам в целях надёжного финансирования.

Между тем, объём поставок СПГ в Японию, которая является крупнейшим в мире импортёром данного энергоносителя, в прошлом году практически не менялся и составил 113 млрд м³. В этом году Refinitiv ожидает снижения японских закупок примерно на 3%, до 110 млрд м³.

В Южной Корее после прошлогоднего активного роста импорта на 18%, или на 9 млрд м³, общий объём закупок достиг рекордного уровня – 60 млрд м³. Однако в 2019 г. поставки в страну сократятся до 57 млрд м³.

В 2018 г. импорт СПГ на рынки Южной Азии вырос на 8 млрд м³, до 55 млрд м³, что было обусловлено приростом спроса в

Индии и Пакистане. Согласно оценкам Refinitiv, в этом году региону потребуется дополнительно 11 млрд м^3, в результате общий объём импорта достигнет 66 млрд м^3. Причём наибольшая доля в объёме роста будет приходиться на Индию, Пакистан и нового импортёра – Бангладеш.

Спотовые цены на СПГ в Северо-Восточной Азии в 2018 г. достигли четырёхлетнего максимума, поднявшись на уровень 9,68 доллара за 1 млн БТЕ. Тогда как в 2017 г. средний показатель составлял 7,04 доллара. В январе, июне и сентябре прошлого года стоимость СПГ продемонстрировала максимум, поднявшись выше 11,5 доллара за 1 млн БТЕ. Это произошло вследствие активных спотовых закупок со стороны Китая, высоких цен на нефть, к которым привязаны многие контракты на поставку газа, а также в связи с наращиванием запасов перед зимним периодом. Самые низкие отметки были зафиксированы в весенний период прошлого года, когда температура воздуха, превышавшая средние значения в Северном полушарии, обусловила сокращение спроса на отопление. А в конце года причиной спада стало резкое увеличение объёмов производства в СПГ.

За последние несколько месяцев ориентиром для спотовый цены на рынках Северо-Восточной Азии стали цены британского хаба NBP и голландского TTF. С учётом текущих котировок фьючерсов эксперты ожидают, что такая тенденция сохранится на протяжении всего 2019 г.

В то время как спотовая цена с доставкой с марта по декабрь составляла в прошлом году в среднем 9,65 доллара за 1 млн БТЕ, текущая средняя цена свопа за тот же период ниже на 1,55 доллара и составляет 8,1 доллара. Эти показатели совпадают с базовой оценкой рыночного равновесия аналитиков Refinitiv на 2019 г., которая указывает на значительный избыток СПГ на мировых рынках.

С начала текущего года азиатская спотовая цена постоянно снижалась на фоне интенсивных поставок и умеренных зимних температур в регионе. В феврале 2019 г. цена остановилась на отметке 6,8 доллара за 1 млн БТЕ, демонстрируя минимум, зафиксированный в АТР за последние 17 месяцев.

Shell ставит на рост

Прогнозам ведущих компаний-производителей и трейдеров присущи гораздо более радужные оценки в отношении развития рынков СПГ. Так, Shell в своём новом прогнозе, вышедшем в конце февраля этого года (Shell LNG Outlook), отмечает ожидаемый значительный рост спроса на данный энергоноситель. Новые долгосрочные контракты, заключённые в 2018 г., должны способствовать инвестициям в новые проекты по сжижению природного газа. Концерн даже предупреждает о возможном дефиците поставок в середине 2020-х годов.

Согласно выводам экономистов корпорации, реализация стратегии перехода на экологически чистые (по сравнению с углём) источники энергии привела к увеличению потребления природного газа в странах Азиатско-Тихоокеанского региона. Мировой спрос на СПГ достиг 319 млн т в 2018 г., что на 27 млн т больше, чем годом ранее. Большая часть прироста пришлась на Китай, страна увеличила потребление на 16 млн т.

В 2019 г. концерн ожидает дальнейшего роста спроса – примерно на 35 млн т по сравнению с прошлым годом. А в 2020 г. потребление сжиженного природного газа в глобальном масштабе увеличится до 384 млн т.

По оценкам Shell, глобальная торговля СПГ вырастет в текущем году на 11%, до 354 млн т, за счёт ввода в строй новых мощностей. Причём рост регазификационных мощностей для приёма импортного СПГ прогнозируется и в Азии, и в Европе.

Две крупнейшие страны-производители СПГ – Австралия и Катар – обладают наилучшими позициями на рынках азиатских стран. По итогам прошлого года австралийский экспорт догнал по объёмам катарский. Согласно прогнозам, в этом году Австралия сможет вывести на рынок дополнительные 10 млн т СПГ. Австралийские и американские проекты станут главными драйверами роста поставок на мировые рынки.

Как отмечается в исследовании Shell, число государств-импортёров СПГ в 2018 г. достигло 42, к ним за последнее время присоединились Бангладеш, Панама и Гибралтар. Между тем, рост спроса в Азии превзошёл все ожидания. Наибольшее его увеличение отмечено в Китае, Индии, Южной Корее и Пакистане. В ближайшие годы азиатские страны смогут принять ещё больше СПГ. Так, за пять лет Китай и Индия намереваются удвоить мощности по регазификации. К 2022 г. импорт СПГ только в эти две страны превысит 205 млн т (более 100 млн т по итогам 2018 г.).

На долю Shell в прошлом году пришлось 22% глобального рынка сжиженного природного газа. Компания является как одним из крупнейших покупателей, так и продавцов этого энергоносителя. В концерне стали заниматься сжиженным газом ещё в 1960-х. С тех пор этот бизнес приобрёл стратегическое значение для Shell.

«Мы один из крупнейших покупателей американского СПГ, а также один из главных поставщиков сжиженного природного газа в Китай. Несмотря на все возникшие сложности, наш бизнес оказался устойчивым: мы смогли справиться со всеми вызовами, стоявшими перед нами в последнее время», – отметили в компании в ходе презентации нового доклада. Впрочем, в концерне отмечают возросшее давление на рынок в результате торговых войн между Соединёнными Штатами и КНР.

По словам руководителей концерна, в ближайшие годы Европе потребуются новые объёмы импортного газа. Поэтому европейским странам придётся решать непростую проблему: наращивать ли поставки СПГ из разных стран или увеличить закупки российского трубопроводного газа? А также ответить на вопрос, каким должно быть оптимальное сочетание этих двух источников.

Российские перспективы

По словам Седерика Кремерса, председателя концерна Shell в России, выступившего в конце февраля 2019 г. на конференции International Petroleum Week, проходившей в столице Великобритании, глобальный рынок сжиженного природного газа продолжает расти. На подъёме находятся как предложение, так и спрос. С начала этого столетия производство СПГ выросло более чем в три раза, а количество стран-импортёров – в четыре раза. В перспективе прогнозируется существенный рост поставок и на азиатские, и на европейские рынки.

Седерик Кремерс, председатель концерна Shell в России

Однако С. Кремерс отмечает высокую конкуренцию среди поставщиков. Чтобы получить место под солнцем, новые проекты должны быть высоко конкурентными, иметь наименьшие издержки. Толь-

ко такая стратегия позволит поставлять больше сжиженного газа (по сравнению с другими источниками энергии, такими как уголь и ВИЭ) по ценам, выгодным потребителям.

В своём выступлении Кремерс подчеркнул, что Российская Федерация уже является крупнейшим экспортёром природного газа, занимая вслед за США второе место в мире по его добыче. По мнению топ-менеджера, мир нуждается в России как в поставщике не только трубопроводного, но и сжиженного природного газа. Новый рынок позволяет отправлять российское «голубое топливо» в регионы, до которых не могут дотянуться газопроводы «Газпрома». По мнению Седерика Кремерса, многие страны, не связанные трубопроводами с РФ, сегодня определяют динамику спроса на СПГ и, скорее всего, сохранят эти позиции в будущем. Это, например, Индия, государства Юго-Восточной Азии и Латинской Америки.

Согласно прогнозам Shell, в течение 2020 годов производство СПГ в России может вырасти в четыре раза. Наша страна в ближайшие годы способна сосредоточить примерно 14% всех мировых производственных мощностей этого сегмента. *«Сегодня на долю России приходится примерно 5% мировых поставок СПГ, что явно мало для такой страны, как Российская Федерация, которая недостаточно представлена на глобальном рынке сжиженного природного газа. Россия может добиться и добьётся большего. Я в этом уверен. В такой ситуации выиграют все»*, – заявил Кремерс, выступая в Лондоне. В результате РФ может создать новую развитую отрасль, а это ещё один путь к дальнейшей диверсификации экономики.

18 февраля 2019 г. исполнилось 10 лет с момента запуска первого российского завода по производству СПГ в рамках проекта «Сахалин-2». За эти годы на двух его линиях произведено почти 100 млн т сжиженного газа. Летом прошлого года с него была отгружена юбилейная 1500 партия сахалинского СПГ. Сейчас партнёры по проекту работают над расширением производства за счёт строительства третьей технологической линии. Уже подготовлена вся необходимая документация. Однако, по словам Кремерса, пока нет *«достаточной уверенности»* в обеспечении новой линии сырьём.

Ещё один проект с участием Shell – «Балтийский СПГ». По словам главы концерна в России, прекрасное географическое положение завода позволит поставлять продукцию по конкурентным ценам. Основными потребителями СПГ этого проекта, кроме европейских стран, могут стать растущие рынки Западной Африки, Ближнего Востока и Южной Азии. Проект также выиграет от близости к местным рынкам рабочей силы и местным поставщикам оборудования, материалов и услуг.

Согласно прогнозам Shell, в течение 2020 годов производство СПГ в России может вырасти в четыре раза. Наша страна в ближайшие годы способна сосредоточить примерно 14% всех мировых производственных мощностей этого сегмента.

Shell и «Газпром» ориентированы на производство здесь до 13 млн т СПГ в год. Каждая из двух технологических линий сможет выпускать примерно 6,5 млн т продукции, а источником сырья для сжижения станет Ямал. Газ будет подаваться на завод по Единой системе газоснабжения. По словам Кремерса, продление ЕГС до завода – в экономическом плане более выгодное решение, чем строительство и эксплуатация завода вблизи газовых месторождений в суровых условиях Заполярья.

СПГ на транспорте: планы и реальность

Значительные перспективы у сжиженного природного газа, по мнению главы Shell в России, существуют и в транспортном сегменте в качестве топлива. *«В последние несколько лет мы видим, как быстро развиваются эти направления. На дорогах Китая уже эксплуатируются сотни тысяч грузовых автомобилей и автобусов на СПГ, а в Европе и Северной Америке появляются новые криогенные АЗС для большегрузного автотранспорта. По всему миру строятся новые портовые сооружения для бункеровки сжиженного природного газа, малотоннажные СПГ-танкеры и специализированные бункеровочные суда. В Европе, Азии и Америке уже эксплуатируются примерно триста судов на СПГ, включая паромы, баржи и вспомогательные суда. Есть даже круизные суда, ледоколы и нефтяные танкеры. Кроме того, размещены заказы на строительство новых судов – примерно половина этого количества. Мы в Shell считаем, что такое развитие транспортного сектора очень важно для всех нас, и поддерживаем эти новые направления, создавая инфраструктуру, которая необходима для бункеровки судов и заправки автодорожного транспорта по всему миру, и наращивая производство, чтобы в мире было достаточно СПГ для всех этих целей»*, – рассказал Седрик Кремерс.

Есть перспективы у сжиженного природного газа в транспортном сегменте и в России. В настоящее время «Российские железные дороги» тестируют новые локомотивы на СПГ, а «Атомфлот», обеспечивающий навигацию по Северному морскому пути, размещает заказы на строительство ледоколов на СПГ. «Совкомфлот», крупнейший российский судовладелец, строит нефтетанкеры типа Aframax, топливо для которых – сжиженный природный газ. В октябре прошлого года «НОВАТЭК» и бельгийский оператор магистральных газопроводов Fluxys организовали СП в немецком порту Росток, которое займётся заправкой СПГ круизных лайнеров и торговых судов.

Немецкое подразделение концерна – Shell Deutschland – совместно с Институтом транспорта при Немецком центре аэрокосмических исследований в Кёльне и Техническим университетом Гамбурга выпустило в феврале исследование «Сжиженный природный газ. Новая энергия для судов и грузовиков. Факты, тренды и перспективы». В нём отмечается перспективность перевода на СПГ тяжёлого грузового наземного транспорта (грузовики свыше 16 т и фуры), который невыгодно и технически сложно переводить на электричество. Однако в этом сегменте конкуренцию СПГ может составить водородное топливо, которое сейчас также активно развивается, в том числе и в недрах концерна Shell.

Тем не менее авторы доклада прогнозируют значительный рост в данном секторе. Ожидается, что на сжиженный природный газ будет переведено до 480 тыс. фур и тяжёлых грузовиков. В итоге к концу прогнозируемого периода СПГ займёт 17-процентную долю на рынке горючего для большегрузного транспорта. Тогда как к концу 2018 г. в ЕС на данном топливе работало лишь порядка 5,5 тыс. тяжёлых грузовиков. В Европе уже действуют порядка 150 СПГ-заправок.

Согласно данным обзора Shell LNG Outlook, в Китае в качестве топлива для транспорта в 2018 г. было использовано 6,7 млн т сжиженного природного газа. Сейчас в этой стране на СПГ уже работают более 300 тыс. грузовиков и автобусов.

По мнению специалистов, единственной достигшей рыночной «зрелости» альтернативой нефтепродуктам в качестве судового топлива является сегодня имен-

но СПГ. Ужесточающиеся требования к качеству бункеровки ведут к поискам альтернативных видов топлива. Однако доля судов, использующих сжиженный природный газ, пока мизерна. Так, к концу прошлого года в мире насчитывалось порядка 230 танкеров, работающих на СПГ, а также 125 других судов (прежде всего, паромов). Большая их часть работает в Норвегии, ещё пять используются в европейских речных системах сообщения. Тогда как мировой флот сегодня включает в себя около 93 тыс. судов.

С технологической точки зрения Shell видит большие перспективы в применении сжиженного природного газа на морском транспорте. Прежде всего, на больших контейнеровозах, которым требуется много топлива. Пока же первопроходцами в этом сегменте выступают пассажирские суда и танкерный флот. Но даже при всех этих больших перспективах через 20 лет мировой флот СПГ будет составлять лишь малую долю от всего глобального рынка. Авторы доклада Shell предполагают, что к концу этого периода на СПГ будут ходить порядка 6 тыс. судов.

В свою очередь, S&P Global Platts Analytics прогнозирует рост доли бункеровки сжиженным природным газом с 3% по итогам прошлого года до 7% к 2030 г.

Надо спешить

Неоднозначная ситуация со спросом на СПГ и острая конкуренция с другими видами энергоносителей не пугают российских исследователей из компании Vygon Consulting. По их мнению, через пять лет конкуренция на данном рынке обострится, поэтому решение о строительстве новых заводов надо принимать уже сегодня.

В исследовании «Мировой рынок СПГ: иллюзия избытка» аналитики Vygon Consulting проанализировали влияние факторов, ограничивающих предложение данного энергоносителя. Согласно их выводам, до 2015 г. в условиях высоких цен на газ было принято множество инвестиционных решений по новым проектам по сжижению. В результате сегодня на этапе строительства находятся 16 заводов общей мощностью 93 млн т в год (51% базируется в США). Если все они будут введены в эксплуатацию в запланированные сроки, то это может привести в 2020 г. к избытку предложения на глобальном рынке в 21 млн т.

Однако далее неблагоприятная ценовая конъюнктура внесла серьёзные коррективы в планы строительства СПГ-заводов по

всему миру. С начала 2015 г. было отменено 20 проектов общей мощностью 184 млн т в год. Поэтому в период с 2020-го до конца 2022 г. ввода новых мощностей практически не будет, что приведёт к постепенной балансировке рынка.

В 2025 г., если новое предложение СПГ будет ограничено только вводом уже строящихся объектов, на рынке сформируется дефицит в размере до 74 млн т. *«Разделяющие это видение инвесторы стремятся как можно скорее заключить соглашения с покупателями и начать стройку. Заявлено о принятии FID по 25 заводам СПГ суммарной мощностью почти 242 млн т в течение следующих двух лет, из которых 218 млн т планируется ввести до конца 2025 г.»*, – отмечают в своём исследовании российские эксперты.

Согласно выводам Vygon Consulting, с высокой вероятностью до конца 2025 г. можно ожидать своевременного ввода лишь трёх новых заводов и расширения трех уже действующих предприятий. Они суммарно произведут 66 млн т. В результате потенциальное предложение сжиженного газа будет находиться в пределах прогнозного диапазона оценок спроса, что означает рыночный баланс.

Вместе с тем, последнее снижение цен на нефть сделает экспорт сжиженного газа с большинства введённых в текущем десятилетии заводов убыточным. Из заявленных к FID производственных активов на 100-процентную загрузку мощностей могут претендовать только те, которые имеют наименьшие удельные затраты. В первую очередь это катарские и российские предприятия, а также заводы в Нигерии и Анголе, у которых себестоимость продукции ниже 7 долларов за 1 млн БТЕ.

В результате нарастающего избытка предложения СПГ авторы исследования ожидают в период до 2021 г. небольшого снижения цен на газ, до 6,9 доллара за 1 млн БТЕ для Европы и 7,9–9,7 доллара для Азии. Затем, в 2022–2025 гг., смена рыночного тренда приведёт к умеренному росту цен, до 8,5 доллара за 1 млн БТЕ в Европе и 10,5 доллара в Азии.

Согласно подсчётам экспертов, цена безубыточности российского проекта «Арктик СПГ – 2» при заявленных капитальных вложениях может составить 3,8 доллара за 1 млн БТЕ, а стоимость поставок на рынки АТР – достичь 6,7 доллара за 1 млн БТЕ. Поэтому данный проект может стать одним из самых конкурентоспособных новых активов по сжижению газа в мире.

Озвученная Минэнерго РФ цель – получение к 2025 г. российским СПГ 15-процентной доли мирового рынка – может быть достигнута только при условии, что глобальный спрос на сжиженный газ вырастет, а все заводы будут функционировать при полной загрузке. Однако новые российские проекты не успевают запуститься в 2022–2023 гг. – в наиболее благоприятный период формирования дефицита СПГ. Поэтому, по мнению экспертов, необходимо интенсифицировать работу по минимизации рисков для скорейшего принятия окончательных инвестиционных решений. ■

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

КАЛЕНДАРЬ

ежегодные
НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ 2017

25 - 30 марта 2019
Сочи

8-я Международная научно-практическая конференция
Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов

ОРГАНИЗАТОР
НИТПО МІТРО
ООО «НПФ «Нитпо»

27 мая - 1 июня 2019
Сочи / Красная поляна

14-я Международная научно-практическая конференция
Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

ОРГАНИЗАТОР
НИТПО МІТРО
ООО «НПФ «Нитпо»

22 - 27 сентября 2019
Новороссийск

10-я Международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин

ОРГАНИЗАТОР
НИТПО МІТРО
ООО «НПФ «Нитпо»

7 - 12 октября 2019
Сочи

7-я Международная научно-практическая конференция
Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы

ОРГАНИЗАТОРЫ
Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации»
НИТПО МІТРО
ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ информационный партнер

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

РЕКЛАМА

(861) 212-85-85
info@oilgasconference.ru
www.oilgasconference.ru

Обратная сторона сланца

Перспективы сланцевой индустрии США на практике не столь радужные, как их представляют американские эксперты и СМИ

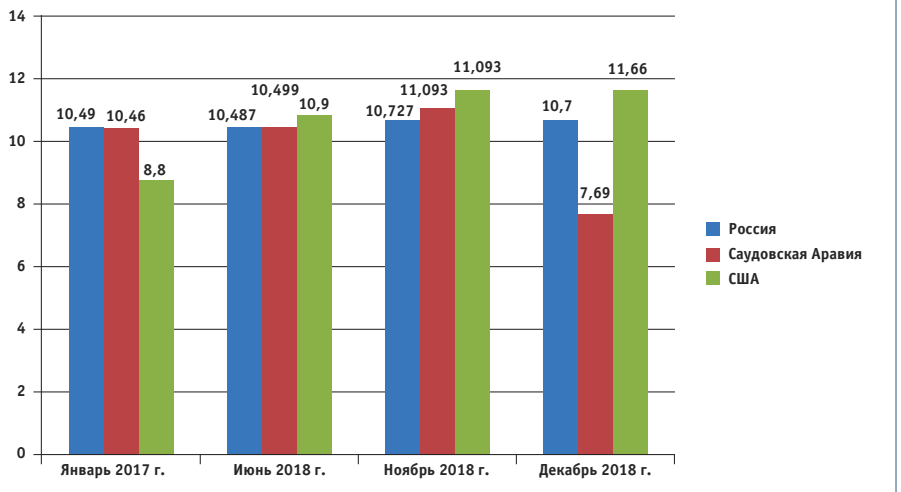
Константин СЕРГЕЕВ

На информационном фронте рынка энергоносителей первые месяцы 2019 г. ознаменовались целым рядом сообщений о рекордах нефтедобычи в США. Насколько это соответствует действительности, какие проблемы традиционно остаются за рамками победных публикаиций и что ожидает отрасль в ближайшем будущем?

Изнанка рекорда

Последовательно, в январе и феврале, эксперты Organization Data Initiative (JODI) сообщили о безусловном лидерстве Соединённых Штатов по добыче сырой нефти и всё большем отставании Саудовской Аравии и Российской Федерации по соответствующим показателям (см. рис. 1).

Рис. 1. Крупнейшие производители нефти, млн барр./сут



Источник: Joint Organization Data Initiative (JODI).

Кстати, подхватив сообщения этой компании, большинство российских СМИ почему-то предпочли не заметить нескольких интересных особенностей. Во-первых, речь в них шла не об итогах всего 2018 г., а лишь о результатах ноября, то есть месяца, к исходу которого согласованная позиция РФ и ОПЕК по очередному снижению добычи была уже практически выработана, и декабря, когда соответствующее соглашение уже вступило в силу. Следовательно, очередные «сенсационные» успехи США наблюдались на фоне планового ограничения добычи основными их конкурентами (кстати, вопреки надеждам и прямым призывам президента Д. Трампа), что и подтолкнуло вверх котировки «чёрного золота».

Во-вторых, незадолго до принятия очередного решения «ОПЕК+» по снижению производства (в октябре) российские нефтяники установили очередной рекорд суточной добычи (11,66 млн барр.), который в то время оставался недостижимым для США.

И наконец, именно JODI прославилась тем, что ещё летом 2018 г. пыталась «опустить» Россию на третье место по нефтедобыче, несколько преувеличив при этом реальные достижения её соседей по трой-

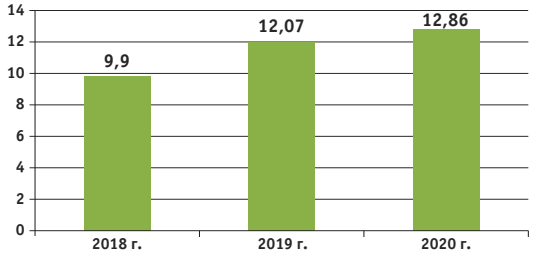
ке лидеров (см. «Рынок нефти: сказки о самых-самых», «НР», № 9/2018).

Похоже, толчком к публикации очередных «независимых» исследований подобного рода стал прогноз Агентства энергетической информации США (EIA), сделанный в середине января. В нём, уже на основании национальной отраслевой статистики, был предсказан ещё более значительный прирост добычи нефти в стране на протяжении двух ближайших лет (см. рис. 2).

Наконец, в своём Обзоре нефтяного рынка от 17 февраля Международное агентство энергетической информации (IEA) также подтвердило возможности США возглавить рейтинг добывающих государств уже в ближнесрочной перспективе (см. рис. 3).

В частности, эксперты IEA отмечают «удивительно» высокий прирост объёмов добычи в США по итогам 2018 г. (+2,1 млн барр.) и ожидают его дальнейшего увеличения на 1,3 млн барр. в текущем году. При этом не уточняется, предусматривает ли подобный сценарий дальнейшее сохранение Россией и Саудовской Аравией самоограничений на производство нефти или нет. Стоит напомнить, что до последнего времени успехи добывающей отрасли США были в значительной степени обусловлены стабилизацией котировок «чёрного золота» в пределах достаточно комфортного ценового коридора 60–75 долл./барр., что стало возможным благодаря согласованным действиям России и ведущих членов ОПЕК. Какова же реальная обстановка в добывающей отрасли США, и насколько оправданы надежды на то, что ей удастся сохранить рекордные темпы развития в обозримом будущем?

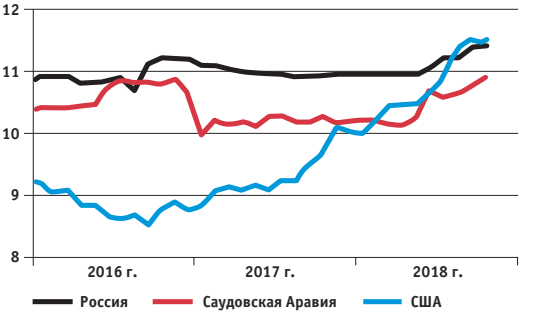
Рис. 2. Достигнутые объёмы и прогноз добычи нефти в США, млн барр./сут



	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Среднесуточный объём	9,9	12,07	12,86
Прирост к пред. году, млн барр./сут	+0,644	+1,14	+0,790
Прирост к пред. году, %	+6,5%	+11,5%	+6,5%

Источник: EIA.

Рис. 3. Сравнительная динамика производства нефти* в России, Саудовской Аравии и США, млн барр./сут



* Включая газоконденсат.
Источник: IEA.

Надежды и реальность

Согласно оптимистическому прогнозу IEA от 2010 г., рубеж в 12 млн барр./сут американские нефтяники должны были освоить ещё в 2014-м (см. рис. 4), однако он всё ещё остаётся недостижимым. При этом надежды на дальнейшее наращивание добычи «чёрного золота» в США по-прежнему связывают с расширением разработок сланцевых месторождений (+1 млн 70 тыс. барр./сут по итогам 2018 г.) и в меньшей степени с увеличением добычи на глубоководных участках Мексиканского залива (+200 тыс. барр./сут).

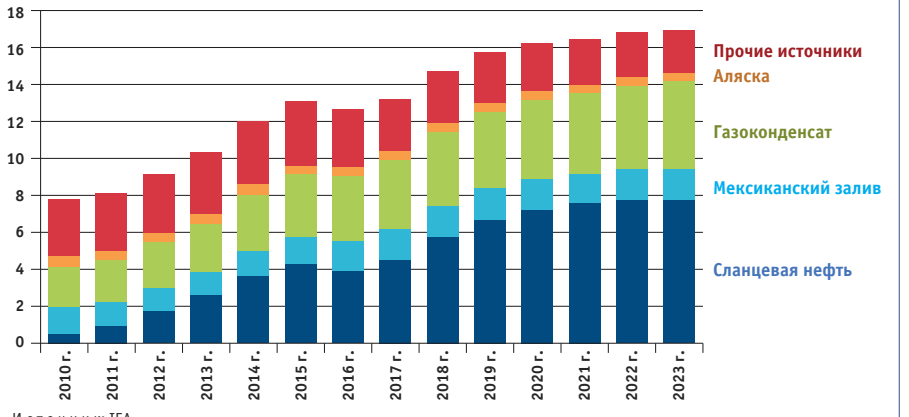
Однако при более детальном рассмотрении отраслевой статистики триумфальный рост добычи сланцевой нефти в США выглядит не столь однозначным и обнадёживающим (см. рис. 5).

Так, месторождения Bakken (Северная Дакота) и Eagle Ford (Техас) продемонстрировали бурный рост добычи уже за первые четыре года разработки, предшествующие кризису цен на рынке энергоносителей. Сохранение этой тенденции (хотя и с заметно меньшими темпами прироста) наблюдалось вплоть до начала 2016-го, когда производство в обоих районах резко снизилось. В дальнейшем, несмотря на стабилизацию нефтяных котировок в диапазоне 50–70 долл./барр., операторам месторождений Bakken потребовалось целых три года, чтобы вернуться к максимумам 2015 г., в то время как объёмы добычи на Eagle Ford до сих пор остаются на значительно меньшем (–22%) уровне.

В целом же падение добычи в обоих регионах удалось остановить лишь в 2017 г., а возобновить её рост – в 2018-м. При этом темпы восстановления объёмов производства едва составило 200–220 тыс. барр./сутки, то есть оказались почти в 3,5 раза ниже, чем в предкризисные годы. Подобная динамика показывает, что сланцевая индустрия оказалась значительно более уязвимой к воздействию низких цен, чем это принято считать в США как отраслевыми специалистами, так и массмедиа.

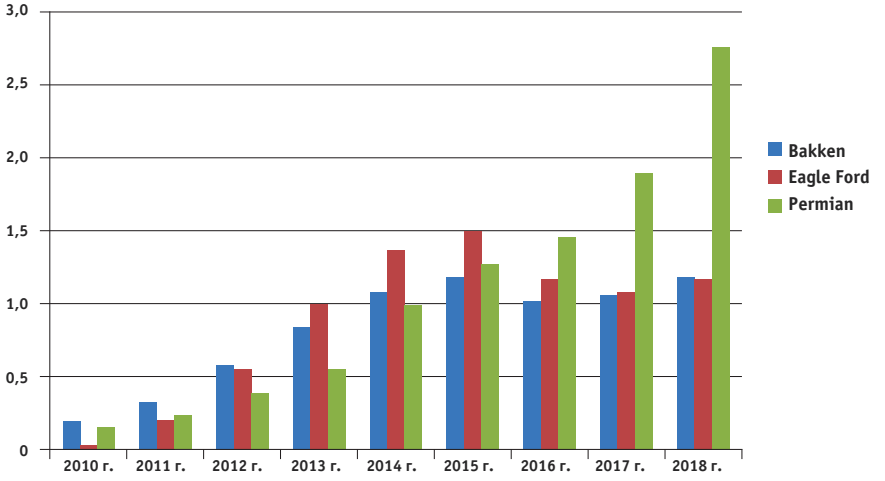
Неумолимая статистика поставила под сомнение сразу два мифа – о чудодейственных технологиях и высокой эффективности разработки сланцевых пластов, – которые (якобы) и позволили американским операторам не только устоять во время кризиса 2014-го, но и достаточно быстро увеличить добычу в последующие годы. Рецепт оказался гораздо примитивнее: вместо широко разрекламированной интен-

Рис. 4. Прогноз увеличения производства нефти США по основным видам сырья и регионам, млн барр./сут



Источник: IEA.

Рис. 5. Динамика добычи нефти по основным районам сланцевых разработок США, млн барр./сут



	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Bakken	0,19	0,32	0,58	0,84	1,08	1,18	1,02	1,06	1,18
Eagle Ford	0,03	0,2	0,55	1,00	1,37	1,5	1,17	1,08	1,17
Permian	0,15	0,23	0,39	0,55	0,99	1,27	1,46	1,9	2,76

Источники: ОПЕК, EIA.

сификации производства успех был достигнут экстенсивным способом – за счёт активной эксплуатации месторождений техасского бассейна Permian.

Последний довод королей

В отличие от Eagle Ford и Bakken, основные добывающие мощности Permian были введены в эксплуатацию только в 2013-м, то есть всего за год до обрушения нефтяных цен на мировом рынке. Это и позволило операторам Permian сравнительно благополучно пережить кризис, лишь несколько замедлив темпы производства, а уже с 2017-го начать их активное наращивание. В результате по итогам прошлого года месторождения Permian обеспечили почти 60% всего прироста добычи сланцевой нефти в США. Благодаря этому официальной отраслевой статистике и удалось довольно удачно замаскировать потери Bakken и Eagle Ford, а национальным медиа – по-прежнему рассуждать о перспективах долгосрочного лидерства США в сфере добычи, а в ближайшем будущем – ещё и экспорта «чёрного золота».

Между тем, несмотря на свои обширные запасы, сланцевые пласты Permian отнюдь не являются неисчерпаемыми. Поскольку даже самые современные технологии разработки на практике не обладают чудодейственными свойствами (как это выснилось на печальном примере Bakken и Eagle Ford), снижение темпов роста добычи на месторождениях Permian представляется неизбежным. Причём произойти это может уже в недалёком будущем (см. рис. 6).

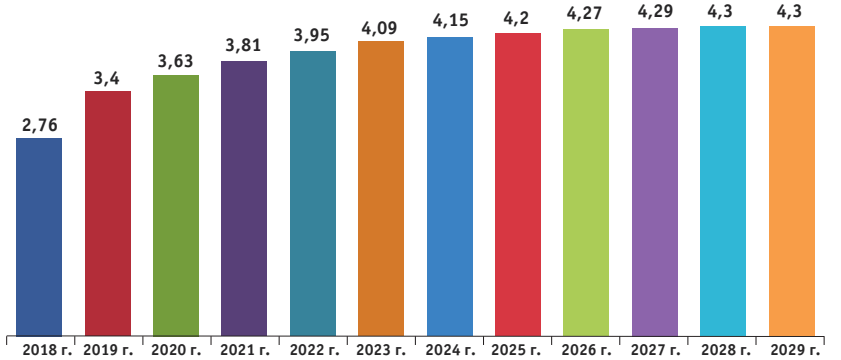
Согласно исследованиям ОПЕК, производство сланцевой нефти в регионе в начале 2020-х стабилизируется на уровне 4 млн барр./сут с медленным ростом до 4,3 млн барр./сут на протяжении последующих семи-восьми лет. При этом ежегодный прирост уменьшится почти в четыре раза – с 860 тыс. барр./сут в прошлом году до едва 200 тыс. барр./сут в 2021-м. Таким образом, к 2027–2028 гг. добыча на Permian достигнет предела своих возможностей, а значит, США исчерпают свои последние резервы рыночного влияния на динамику котировок «чёрного золота».

Правда, десять лет – достаточно долгий срок, но удастся ли американским операторам за это время подготовить Permian достойную замену, большой вопрос. По крайней мере, обнаружение новых, столь же перспективных месторождений на территории США представляется маловероятным. Не потому ли в последнее время так активизировались усилия Вашингтона по ускоренной «демократизации» нефти Венесуэлы? Логика проста: если не хватает своей сланцевой, хорошо бы черпать чужую конвенциональную, благо источник находится прямо на «заднем дворе».

Кстати, даже некоторые западные эксперты полагают, что для решения проблемы у США осталось не 10, а не более двухтрёх лет – до момента, когда темпы добычи на Permian только начнут спадать и ведущая роль на рынке снова вернётся к ОПЕК и его новым союзникам. И даже отдельные американские медиа (в частности, информационное агентство CNBC) намекают, что Саудовская Аравия и другие ведущие игроки мирового нефтяного клуба отнюдь не случайно именно сейчас взяли курс на укрепление сотрудничества с Россией. При этом особо подчёркивается, что Эр-Рийад рассчитывает координировать поставки «чёрного золота» в рамках соглашения «ОПЕК+» ещё как минимум три года – как раз до начала падения производства на Permian.

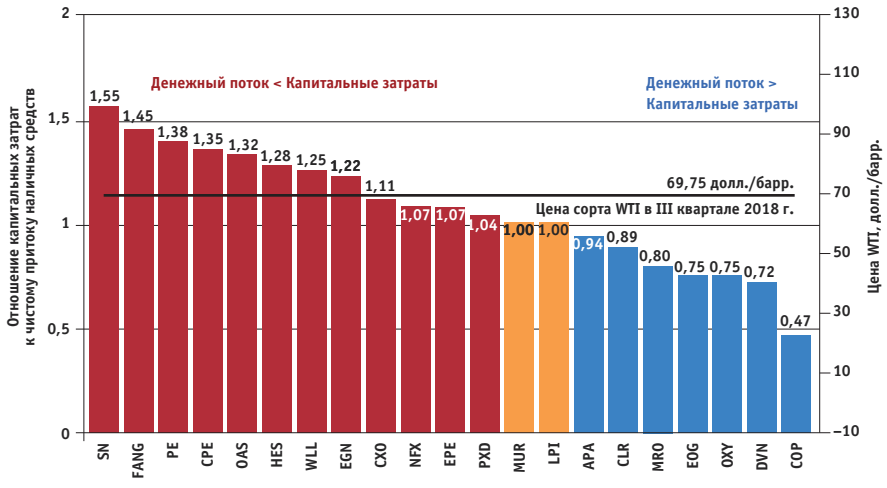
Любопытно, что подобные опасения высказываются на фоне развёрнутой в стране широкой рекламной кампании по поводу успехов «сланцевой революции», особую роль в которой играет Техас в целом. Согласно подсчётам местной ассоциации независимых производителей, по итогам 2018 г. штат «Одинокая Звезда» достиг очередного максимума по добыче нефти – 1,54 млрд барр., что на 20% больше прежнего рекорда 1973-го. А эксперты EIA в своем последнем (февраль 2019 г.) ежегодном Энергетическом прогнозе пообещали, что

Рис. 6. Прогноз добычи нефти на месторождениях Permian в 2018–2029 гг., млн барр./сут



Источник: ОПЕК, World Oil Outlook 2018.

Рис. 7. Соотношение капитальных затрат к чистому притоку наличных средств от основной деятельности ведущих сланцевых операторов* США



* Названия компаний даны в аббревиатуре Нью-Йоркской фондовой биржи.

Источник: отчёты компаний для Securities and Exchange Commission 10Q, Yahoo Finance, Labyrinth Consulting Services.

подобные рекордные достижения будут и в долгосрочной перспективе.

При этом к 2027 г. добыча нефти в стране должна достичь 15 млн барр./сут и стабилизироваться на этом уровне с постепенным снижением до 12 млн барр./сут только в 2050-м. До 70% производимого «чёрного золота» в описываемый период должны дать сланцевые месторождения, а основной прирост ожидается получить за счёт ресурсов бассейна Permian.

Казалось, перед добывающими компаниями региона (процветающими уже сейчас) открываются ещё более захватывающие перспективы. Осталось только разобраться, как на фоне подобных рекордов на самом деле чувствуют себя американские сланцевые операторы. Лучше всего на этот вопрос отвечают исследования американских же отраслевых специалистов.

Чудеса с разоблачениями

Уже предварительные итоги 2018 г. вдохновили Wall Street Journal на публикацию редакционной статьи под громким названием «Как Америка разрушила ОПЕК». В полном соответствии с заголовком и лучшими рекламными традициями в материале рассказывается про успехи «сланцевой революции», которая превратила США в подлинного хозяина мирового энергетического рынка. При этом особо подчёркивалось, насколько выгодными являются инвестиции в сланцевый бизнес и насколько благополучно положение добывающих компаний. Неожиданной иллюстрацией к этой публикации оказались свежие данные экспертов Labyrinth Consulting, которая специализируется на маркетинговых исследованиях в энергетической сфере (см. рис. 7).

Как оказалось в действительности, по результатам III квартала 2018 г. лишь трети сланцевых операторов удалось продемонстрировать положительное сальдо финансовых потоков. Среди компаний, чьи мощности сосредоточены исключительно на месторождениях Permian, в убытке – такие крупные игроки, как Concho Resources, Diamondback, Parsley и Pioneer. Успешные результаты удалось продемонстрировать лишь шести компаниям – Apache, Continental Resources, Marathon Oil, Oxy, Devon и ConocoPhillips.

Заметим, что подобная картинка наблюдалась уже при средних для рассматриваемого периода котировках WTI – 69,75 долл./барр. С учётом же их последующего снижения (до 58,58 долл./барр. к середине марта 2019 г.) к концу I квартала текущего года количество успешных сланцевых операторов на Permian сократилось с семи до едва ли пяти.

Labyrinth Consulting отмечает, что капитальные расходы большинства сланцевых операторов превышают доходы практически в каждом квартале на протяжении последних 10 лет. Неопытным инвесторам эту малоприятную новость обычно преподносят как неизбежное следствие освоения месторождений на начальном этапе. Однако особенностью разработки сланцевых месторождений как раз и является непрерывное расширение производства, что обусловлено высокими темпами истощения пластов. Таким образом, добывающие компании обречены на постоянное бурение всё новых скважин, а акционерам (особенно миноритарным) большинства сланцевых операторов придётся ещё долго ожидать обещанных дивидендов.

Попутно специалисты Labyrinth Consulting разоблачают ещё один известный миф «сланцевой революции» – о непрерывном росте эффективности буровых установок, что позволяет получать всё больше нефти, используя меньшее количество БУ. Эксперты логично отмечают, что объёмы добываемой сланцевой нефти зависят не от числа буровых, а от числа пробуренных скважин, которое обновляет рекорды ежемесячно. При этом средняя производительность скважин столь же неуклонно снижается. Это вполне объясняет сложное финансовое положение большинства операторов, вынужденных постоянно увеличивать количество новых скважин – ведь сами по себе «сверхэффективные» буровые не могут обеспечить им ни дополнительных объёмов нефти, ни положительного сальдо денежных потоков.

Впрочем, очередной удар по национальной добывающей отрасли в ближайшем будущем рискуют нанести сами же американские законодатели. Речь идёт о возможном принятии новой редакции NOPEC (No Oil Producing and Exporting Cartels Act) – антитрестового закона, ранее применявшегося только во внутренней юрисдикции США. Как известно, «модернизированный» вариант NOPEC предоставляет федеральному правительству право вводить санкции и принимать иные меры воздействия уже к иностранным государствам, которые «ущемляют интересы США» в энергетической сфере – будь то добыча углеводородов, согласование цен на них или ограничение экспорта.

Первоочередными целями применения обновлённого закона должны были стать страны ОПЕК. Но в ходе недавних (11 марта) кулуарных переговоров на 38-й ежегодной неделе CERA «Энергетика и экономика: поиски роста» министр нефть ОАЭ Сухейль аль-Мазруи доверительно предупредил представителей финансовых кругов США, что если NOPEC обретёт силу закона, каждый из членов ОПЕК постарается повысить добычу «чёрного золота» до максимально возможных объёмов. Это почти неизбежно вызовет резкое падение нефтяных котировок вплоть до критических 30 долл./барр. и ниже, причём на длительный срок. Многие ли из сланцевых операторов США смогут выдержать подобное испытание? Судя по всему, неутешительный ответ представляется очевидным. ■

OGU Uzbekistan

ufi Approved Event

23-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

23rd UZBEKISTAN INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.oilgas.uz

15–17 МАЯ / MAY 2019

УЗБЕКИСТАН, ТАШКЕНТ
UZBEKISTAN, TASHKENT

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В УЗБЕКИСТАНЕ

THE LEADING OIL & GAS EVENT IN UZBEKISTAN

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ
FOR PARTICIPATION PLEASE CONTACT

RE3 RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS

+7 (499) 348-85-00
info@re3.events

РЕКЛАМА

CREON

Наши участники - лидеры рынка

II МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО 2019

14 МАЯ

Отель «Кемпински Мойка 22»,
Санкт-Петербург

В ПРОГРАММЕ КОНФЕРЕНЦИИ:

- состояние и перспективы отрасли;
- государственное регулирование рынка ГМТ;
- особенности ценообразования на газомоторное топливо;
- перспективы развития инфраструктуры для транспорта на ГМТ;
- существующая практика эксплуатации «газовых» автомобилей;
- порядок перевода ТС на газ: нюансы и сложности.

НАШИ КОНТАКТЫ:

+7 (495) 276-77-88
org@creonenergy.ru

РЕКЛАМА

Энергопереход: непопулярный взгляд

Развитие ВИЭ может привести к негативным последствиям не только для экономики, но и для… окружающей среды

Ольга ВИНОГРАДОВА

Depositphotos

Парижское соглашение, подписанное большинством стран мира в апреле 2016 г., направлено на принятие мер по ограничению роста глобальной температуры не более чем на 2 °С. Кардинальным способом решения этой проблемы является декарбонизация мировой экономики.
Смена базовых источников энергии когда-нибудь в будущем закономерна, однако предсказываемая во многих прогнозах возможность относительно скорого перехода мировой экономики преимущественно на возобновляемые энергоносители вызывает сомнения. Факты подсказывают, что процесс может затянуться до середины текущего столетия и даже более. Тревогу вызывают аргументы скептиков, указывающие на то, что энергетический переход с ископаемых на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) повлечёт снижение «энергетической плотности» доминирующих видов топлива в будущем. Как следствие, для производства энергии потребуются в десятки и сотни раз большие площади, что повлечёт за собой негативные последствия для сельского хозяйства, животного мира и окружающей среды в целом.

«Зелёный энтузиазм»

Заключённое в декабре 2015 г. в Париже на конференции ООН соглашение по борьбе с изменением климата фактически запустило глобальный процесс постепенного отказа от использования ископаемых энергоносителей – нефти, газа, угля. На волне «зелёного энтузиазма» возникают различные инициативы по ускорению этого процесса, на платформе Международного агентства по возобновляемой энергетике (IRENA) создаются региональные коалиции. Появились многочисленные прогнозы относительно возможных сроков перехода от ископаемого топлива к возобновляемым энергоносителям. Один из последних – прогноз компании BP. Согласно его базовому сценарию, к 2040 г. доля возобновляемых энергоносителей (без учёта гидроэнергетики) увеличится до 30%. BP ожидает, что солнечная энергия станет конкурировать с другими энергетическими источниками уже к середине 2020-х и к 2035 г. будет генерировать треть глобального электричества на ВИЭ.

В прогнозе консалтинговой компании McKinsey – Global Energy Perspective 2019 – предполагается, что в 2035 г. ВИЭ будут производить примерно 50% мировой электроэнергии, а к 2050 году их доля увеличится до 73%.

В Дорожной карте агентства IRENA к 2050 г. доля возобновляемых источников в мировом конечном потреблении энергии должна вырасти с нынешних 18% до 65%. В электроэнергетике за тот же период доля ВИЭ достигнет 85%, главным образом за счёт развития солнечной и ветровой энергетики.

Столь же оптимистичные перспективы мировой энергетики рисуют другие аналитические агентства и компании. Нефтегазовые корпорации всё чаще покупают активы электроэнергетических компаний, разрабатывающих технологии ВИЭ. Правительства ряда стран спешат заявить о полном переходе экономики на возобновляемые источники энергии к 2050 году. Некоторые государства уже объявили о прекращении продаж бензиновых и дизельных автомобилей к 2030–2050 году. Короче, ситуацию

можно назвать «предреволюционным марафоном» к не столь отдалённому «зелёному будущему». И всё это на базе концепции об изменении климата под влиянием деятельности человека, которая не получила 100-процентного признания в научных кругах.

На фоне тотального оптимизма по поводу возможности полного перехода на чистую энергетику уже через 20–30 лет звучат голоса редких скептиков, к которым имеет смысл прислушаться.

Уголь как тормоз энергоперехода

Смена базовых источников энергии когда-нибудь в будущем закономерна, ведь именно так эволюционировала энергетика, начиная с первого костра первобытного человека, подножного растительного топлива и водяного колеса м заканчивая доминированием ископаемых энергоносителей. Сомнения вызывает скорость перехода мировой экономики преимущественно на возобновляемые энергоносители. Интуиция подсказывает, что процесс существенно затянется…

Ретроспективный анализ здесь, к сожалению, невозможен, так как состояние мирового энергетического баланса регулярно отслеживается лишь с недавних пор. Пожалуй, за последнюю по времени смену энергетической доминанты можно принять переход с угольного топлива на нефтяное и позднее на газовое. Но состоялся ли на самом деле этот переход (см. табл. 1)?

Как видим, за полвека рост использования угольного топлива происходил почти в том же темпе, что и нефти, а его доля в мировом энергетическом балансе хотя и уменьшилась, но по-прежнему находится в районе 30%.

В 2017 г. на ископаемом топливе было выработано около 65% мировой электроэнергии, и более половины этого объёма приходится на угольную энергетику. В течение года угольная генерация увеличивалась в том же темпе, что и выработка электричества на энергии солнца и ветра, и в четыре раза быстрее, чем на газовом топливе. С 1985 г. вырабатываемое на угле электричество увеличилось в 2,6 раза, в долевом отношении оставшись практически без изменения – на уровне 38% (см. табл. 2).

Крупными производителями электроэнергии на угольном топливе остаются в первую очередь Китай и Индия, где использование возобновляемых видов топлива не успевает за ростом спроса на электроэнергию, а также Индонезия с ростом угольной генерации в топливном миксе с 2010 г. на 18%. Уголь также широко используется в Турции.

Табл. 1. Сдвиг мирового энергетического баланса за 50 лет, млн т н. э.

	1965 г.	2017 г.	Рост в 1965–2017 гг.	Доля энергоносителя в мировом балансе, %	
				1965 г.	2017 г.
Первичное потребление энергоносителей	3701,5	13511,2	365%	100	100
Нефть	1552,4	4621,9	298%	42	34
Газ	542,3	3156,0	582%	15	23
Уголь	1388,8	3731,5	269%	38	28
Ядерная энергия	5,8	596,4	10283%	0,2	4
Гидроэнергия	208,1	918,6	441%	6	7
Ветер	–	254,0	…	–	2
Солнце	–	100.2	…	–	0,7
Биомасса, геотермальная энергия, отходы	4,1	132,6	3234%	0,1	1

Источник: BP Statistical Review of World Energy.

По оценкам информационно-консалтинговой группы ЭСС, с 2000-х генерирующие мощности на угле в мире удвоились, достигнув 2000 ГВт. Еще 200 ГВт строятся и 450 ГВт запланировано к строительству по всему миру.

Интересно, что в настоящее время, в период публично провозглашённого отказа от угля, около 20 стран впервые обращаются к угольной энергетике. По данным Enerdata и Power Plant Traker, в нескольких странах Африки, Азии, Латинской Америки, на Ближнем Востоке строятся 65 угольных электростанций, которые к 2025 г. будут вырабатывать суммарно 50 ГВт. Причём все эти государства, за исключением Бангладеш и Танзании, даже не имеют собственного угля. Инвестирование осуществляют в основном Китай и Индия, так как ведущие мировые финансовые агентства, проявляя лояльность политике сохранения климата, отказываются поддерживать угольные проекты.

Прогноз Enerdata умеренно оптимистичен: доля угля в производстве электричества в мире в 2040 г. будет меньше, но всего лишь на 10%. В Китае, Индии и Индонезии она сократится, однако так и не опустится ниже 35%.

Уместно также напомнить, что, по данным Forbes, в настоящее время около 1,3 млрд человек в мире живут вообще без доступа к электричеству. Например, в Танзании и Мозамбике лишь 15% населения обеспечены электроэнергией. В Нигерии, одной из крупнейших нефтедобывающих стран Африки, без доступа к электричеству живёт более половины населения. Похожая картина в развивающихся странах Азии. В частности, в Камбодже электричества не имеет более двух третей населения.

Согласно оценке Международного энергетического агентства, если текущая ситуация не изменится, к 2030 г. для 1 млрд людей электричество так и останется недоступным. Трудно представить,

Табл. 2. Генерация электричества по видам топлива, ТВт • ч

	1985 г.	2000 г.	2017 г.
Ископаемое топливо, в том числе	6280,2	9987,5	16521,7
нефть	1113,4	1240,4	883,0
газ	1421,6	2762,1	5915,3
уголь	3745,2	5985,0	9723,4
Возобновляемое топливо, в том числе	77,9	217,9	2151,5
гидроэнергия	1979,6	2655,0	4059,9
солнечная энергия	–	1,2	442,6
энергия ветра	0,1	31,4	1122,7
геотермальная энергия, биомасса	77,8	185,3	586,2
Ядерное топливо	1489,1	2581,0	2635,6
Прочее*	55,4	113,7	182,6
Генерация электричества, всего	**9882,2**	**15555,0**	**25551,3**

* Отходы, неспецифические источники, статистические погрешности.

Источник: BP Statistical Review of World Energy.

сколько десятилетий придётся им ждать доступа к нему, если оно должно вырабатываться только на основе возобновляемых источников.

ВИЭ: мечты и реальность

Успех и скорость перехода к модели устойчивого энергетического будущего преимущественно зависят от двух секторов – электроэнергетического и транспортного. Прогресс в электрическом секторе реально существует.

По данным Ren21 (сетевой портал возобновляемой энергии в XXI веке), суммарные установленные мощности возобновляемой электроэнергии в мире за последние 10 лет увеличились в два раза и к 2017 г. достигли 2195 ГВт. Особенно быстро растёт использование солнечной и ветровой энергии.

Если IRENA прогнозирует увеличение доли возобновляемых ресурсов в энергетическом секторе с 24% в 2017 г. до 85% в 2050 г., то этот темп роста очевидно недостаточен. До 2050 г. осталось 30 лет, в то время как за прошедшие 17 лет суммарная доля ВИЭ в этом секторе выросла лишь на 6%, причём преимущественно за счёт гидроресурсов (см. табл. 3).

Расширение использования ВИЭ в транспортном секторе – втором базовом

Табл. 3. Доля выработки электричества на основе ВИЭ в 1985–2017 гг., %

	1985 г.	2000 г.	2017 г.
Основные виды ВИЭ	20,8	18,5	24,3
Гидроэнергия	20	17,0	15,9
Солнце	–	0,008	1,7
Ветер	–	0,2	4,4
Геотермальная энергия, биомасса	0,8	1,2	2,3
Ядерное топливо	15	16,6	10,3
Ископаемые энергоносители	63,6	64,2	64,7
Прочее*	0,6	0,8	0,7

* Отходы, неспецифические источники, статистические погрешности.
Источник: BP Statistical Review of World Energy.

Табл. 4. Потребление транспортного топлива 2000–2040 гг., млн т н. э.

	2000 г.	2010 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
Электричество	16	23	33	56	148
Газ	3	29	58	122	165
Нефть	1886	2284	2710	2832	2833
Другое*	11	64	96	135	148

*Биотопливо, уголь.
Источник: BP Energy outlook.

в модели энергоперехода – происходит медленнее, чем в энергетическом. Продажи легковых электромобилей в 2017 г. увеличились на 58%, их количество на дорогах превысило 3 млн. Однако объём их реализации составляет лишь 1,3% всех продаж легкового транспорта.

BP в «Прогнозном энергетическом обзоре 2019» на период до 2040 г. показывает плавное и довольно скромное увеличение доли электричества в структуре транспортного топлива – с 0,8% в 2000 г. до 1,1% к 2020 г. и до 1,8% к 2030 г. Затем следует неожиданный скачок – до 4,5% к 2040 г. (см. табл. 4).

Доля всего возобновляемого транспортного топлива в 2017 г. составляла 3,1%, но в основном это этанол и биоди-

Табл. 5. Инвестиции в ВИЭ по характеру проектов, млрд долларов

	2007 г.	2017 г.
Технологии	5,9	9,9
правительства	2,7	5,1
корпорации	3,2	4,8
Коммерциализация (венчурный капитал)	2,1	1,0
Производство	23,5	6,5
Проекты	129,1	265,5
финансирование активов	115.1	216.1
маломасштабные проекты	14,0	49,4
Инвестиции, всего	**158,9**	**279,8**

Источник: REN21.

зель, то есть биотопливо. На него в транспортном секторе приходится около 3% мирового потребления энергии.

Принимая во внимание, что транспортное топливо – это почти треть мирового потребления первичной энергии, медленный прогресс в этом секторе может надолго отодвинуть глобальный переход на чистую энергетику.

Ещё медленнее прогрессирует использование возобновляемых энергоресурсов для производства тепла и охлаждения. По оценкам на 2015 г., ВИЭ обеспечивают 10,3% от глобального потребления энергии для выработки тепла. Ещё 16,4% приходится на традиционную биомассу, главным образом для приготовления еды и обогрева в странах третьего мира.

Инвестиционные тренды

Последние годы отмечены технологическими достижениями и снижением стоимости производства ВИЭ. Глобальные инвестиции в возобновляемые топливные ресурсы продолжают увеличиваться. За 10 лет суммарные капиталовложения в 2017 г. выросли на 76%, до 280 млрд долларов.

Инвестиции в новые проекты по генерации электричества на основе ВИЭ, включая гидроэнергетику, в 2017 г. более чем втрое превысили капиталовложения в новые проекты на ископаемом топливе и вдвое – на ископаемом и ядерном топливе вместе.

В структуре финансирования обычно доминируют инвестиции в масштабные проекты, такие как ветровые фермы и солнечные парки, а также в малые установки солнечной энергетики мощностью менее 1 МВт (см. табл. 5).

Что касается видов ВИЭ, то инвестиции почти полностью направляются в солнечную и ветровую энергетику. С 2011 г. вложения в солнечные проекты, особенно в фотовольтовые ячейки (PV), стали опережать инвестиции в проекты в сфере ветроэнергетики. В 2017 г. 57% всех капвложений в ВИЭ приходилось на солнечные проекты и 38% – на ветровые (см. табл. 6).

Примечательно, что с 2015 г. развивающиеся страны и государства с переходной экономикой начали опережать развитые страны по привлечению капиталовложений в возобновляемые источники энергии. В 2017 г. инвестиции в проекты ВИЭ в этих странах увеличились на 20%, до 177 млрд долларов, в то время как в развитом мире они сократились на 19%, до 103 млрд. В основном это произошло за счёт Европы, где снижение инвестиций в ВИЭ отмечается с 2010 г.

Китай и США по объёму инвестиций, направляемых в сферу ВИЭ, впереди планеты всей (см. табл. 7). Вложения в проекты возобновляемой энергетики в КНР в 2017 г. составили 45% мировых (без гидроэнергетики – более 50 МВт). С учётом Индии и других стран региона суммарные инвестиции в данные проекты в Азии и Океании в 2017 г. достигли 60% мировых.

В США ветровая, солнечная и другие возобновляемые источники энергии (без учёта гидроэнергии) в 2018 г. обеспечили 10% генерации электричества. EIA, информационное ведомство при Министерстве энергии США, прогнозирует рост до 11% в 2019-м и до 13% в 2020 г.

В 2018 г., по данным исследовательской компании BloombergNEF, глобальные инвестиции в чистую энергию сократились на 8%. Снижение преимущественно связано с солнечным сектором, инвестиции в который уменьшились на 20%, до 131 млрд долларов. Одна из причин – снижение капитальной стоимости проектов в этой сфере. BNEF сообщает, что стоимость одного мегаватта фотовольтовой мощности снизилась на 18%. Инвестиции в ветровую энергетику, особенно на шельфе, увеличились на 3%. Отмечен рост на 18% капиталовложений в биомассу и отходы и на 10% – в геотермальную энергию.

ВИЭ и нефтяные компании

Использование ВИЭ расширяется преимущественно за счёт частного сектора, именно оттуда поступают инвестиции, и именно там принимаются решения о приобретении активов. По оценкам на 2017 г., 48% американских компаний из списка Fortune 500 имели целевые установки по сокращению эмиссии, 10% – по использованию возобновляемых энергоносителей, а 23 компании своей задачей поставили полный переход на ВИЭ. В течение года были заключены договоры на приобретение 5,4 ГВт мощностей возобновляемой энергетики.

В 2018 г., сообщает агентство Reuter, 24 крупнейшие публичные компании инвестировали в низкоуглеродистую энергетику 1,3% их суммарного бюджета – 260 млрд долларов. В их числе нефтегазовые компании, вклад которых в развитие ВИЭ с годами растёт.

Однако в сравнении с капиталовложениями в основной бизнес инвестиции нефтегазовых корпораций в альтернативную энергетику невелики. В 2018 г. они потратили на эти цели 1% своего бюджета, сообщает Reuter. При этом они отдают предпочтение проектам в области солнечной энергетики.

Европейские компании проявляют значительно большую активность, чем

Табл. 6. Инвестиции по видам ВИЭ, млрд долларов

	2007 г.	2015 г.	2017 г.
Солнечная энергия	38,7	179,3	160,8
Ветровая энергия	60,9	124,7	107,2
Биомасса и отходы	22,9	9,4	4,7
Гидроэнергия <50 МВт	6,5	3,6	3,4
Биотопливо	27,4	3,5	2,0
Геотермальная энергия	1,7	2,5	1,6
Энергия океана	0,8	0,2	0,2
Инвестиции, всего	**158,9**	**323,4**	**279,8**

Источник: REN21.

Табл. 7. Инвестиции в ВИЭ по регионам и странам в 2017 году, %

Китай	45%
Европа	15%
США	14%
Ближний Восток и Африка	4%
Индия	4%
Бразилия	2%
Америки (без США и Бразилии)	5%
Азия и Океания (без Китая и Индии)	11%

Источник: REN21.

Табл. 8. Инвестиции* в ВИЭ нефтегазовых компаний, % суммарных капитальных затрат в 2010–2018 гг.**

10 ведущих компаний	% от суммарного объёма CAPEX	Преимущественное направление инвестиций
Total	4,3	Энергия солнца; умные технологии
BP	2,3	Энергия ветра; биотопливо
Equinor	1,8	Энергия ветра (шельф)
Shell	1,3	Биотопливо; CCS***
Repsol	1,1	Энергия солнца, ветра.
Marathon	0,94	CCS
Petrobras	0,70	Биотопливо
Chevron	0,23	Энергия ветра; CCS
ExxonMobil	0,22	Биотопливо
Inpex	0,12	Умные технологии

*Включая финансирование активов, венчурный капитал, приобретения и слияния.
**По 2018 году – I–III кварталы.
*** Carbon capture and storage.
Источники: CDP, BNEF.

американские. Зачастую это происходит под растущим воздействием инвесторов и национальных регулирующих органов. В списке десяти нефтяных корпораций с максимальной долей капитальных вложений в проекты ВИЭ значатся пять европейских, среди которых лидирует французская Total, и только две американские (см. табл. 8).

На европейские компании приходится 70% инвестиций в новые мощности и почти все ныне действующие активы, сообщается в исследовании CDP (Carbon disclosure project). BP, Shell, Total и Equinor взяли на себя обязательства по внедрению ВИЭ в свой энергетический пакет и об объёме инвестиций. В конце февраля на Международной нефтяной неделе один из директоров Total заявил, что в 2040 г. нефть будет составлять 30% корпоративного портфеля, природный газ – 50%, остальное будет направлено на возобновляемые энергоносители.

Shell, самая крупная европейская компания, объявила о намерении выделять на технологии использования ВИЭ по 1–2 млрд долларов в год (из суммарного бюджета 25– 30 млрд). Она также сформировала New Energies, специальное подразделение для осуществления инвестиций в проекты в сфере возобновляемой энергетики.

Эта британская корпорация рассчитывает стать к началу 2030-х мировым лидером по выработке электричества, и недавняя покупка германской компании Sonnen – часть данного плана. Среди других её приобретений в секторе электроэнергетики – британская First Utility, оператор заправок электромобилей NewMotion, а также доля в американской «солнечной компании» Silicon Ranch Corp. Недавно Shell купила MP2 Energy, которая специализируется на выработке электроэнергии на базе ВИЭ и владеет акциями ряда предприятий в сфере солнечной и ветровой генерации.

Норвежская Equinor планирует к 2030 г. инвестировать в ВИЭ 15–20% суммарных капиталовложений. Французская Total с 2010 г. вложила в низкоуглеродистую энергетику 4,3% своих бюджетных расходов. В том числе она приобрела 60-процентную долю американской компании Sun Power. BP владеет 14 ветровыми фермами и другими активами в секторе ВИЭ в США.

Американские ExxonMobil и Chevron позже присоединились к клубу нефтяных компаний, вкладывающихся в чистые технологии. Они отстают от европейских коллег, однако время от времени делают заявления о готовности поддерживать низкоуглеродистую энергетику. В частности, ExxonMobil ежегодно выделяет 1 млрд долларов на базовые исследования в области ВИЭ.

Тенденцию перехода на чистую энергию поддерживают и в ОПЕК. Saudi Aramco недавно анонсировала планы по инвестированию 5 млрд долларов к 2023 г. в возобновляемую энергетику.

Нередко можно слышать упрёки со стороны активных борцов за сохранение климата в адрес нефтегазовых компаний. Якобы те блокируют инициативу и продолжают инвестировать в проекты по освоению ископаемых энергоносителей. При этом игнорируется тот факт, что переход мировой экономики на ВИЭ в немалой степени финансируется как раз за счёт доходов от нефтегазового комплекса и вряд ли он был бы возможен без полноценного функционирования НГК.

Вниз по лестнице, ведущей вверх

Грядущий переход на возобновляемую энергию можно считать четвёртой топливной трансформацией, которую переживает цивилизация. Сознательное использование энергетических ресурсов началось с открытия и использования огня. На втором этапе для получения тепла и удовлетворения остальных жизненных потребностей применялось растительное топливо и биологическое. Это как бы опосредованное использование солнечной энергии, поглощённой растениями и животными. Третий период связан с индустриализацией и триумфом ископаемого топлива. По-видимому, вполне закономерно, что парадигма перехода на низкоуглеродистое топливо возникла как раз на высшей точке развития этого этапа.

По мнению Вацлава Смила, канадского учёного и аналитика, период господства ВИЭ, к которому стремится нынешняя цивилизация, принципиально отличается от первых трёх этапов. Исторически смена источников энергии всегда происходила в направлении роста их производительности. Дерево и биомасса отличаются относительно невысокой энергетической эффективностью. Отодвинувшие их на вторую позицию уголь, тем более нефть, извлекаемые из сформировавшихся под большим давлением более плотных пород, продуцируют значительно большее количество энергии на единицу объёма, то есть обладают высокой «энергетической плотностью» (ЭП).

Однако возобновляемые виды энергии имеют значительно меньшую ЭП, чем ископаемые энергоносители. По приведённым В. Смилом данным, удельный расход нефтяного, газового и угольного топлива для выработки электричества составляет 1–10 тыс. Вт/м^2, тогда как у солнечных, геотермальных и ветровых электрогенераторов этот показатель равен 10–100 Вт/м^2.

Снижение энергетической плотности означает, что в «зелёном будущем» для производства энергии обществу потребуется в десятки и сотни раз больше площадей, чем сегодня. Это окажет негативный эффект не только на аграрные хозяйства, животный мир, но и, что парадоксально, на качество окружающей среды.

Резюмируя, можно рискнуть сделать вывод о том, что переход на возобновляемые энергоносители является движением вниз по лестнице, которая по логике эволюции цивилизации должна вести вверх. ■

Устойчивое развитие в условиях волатильности

Ключ к достижению этой цели – оптимизация затрат нефтегазовых компаний

www.kpmg.ru

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

Наблюдаемая в последние годы ситуация на мировом нефтегазовом рынке характеризуется существенной волатильностью цен, высоким уровнем конкуренции между компаниями и всё более возрастающей сложностью разработки месторождений. В данных условиях становится очевидным, что основной задачей международных и российских нефтегазовых компаний является сохранение своей конкурентоспособности. Достижение данной цели в том числе происходит за счёт поддержания ресурсной базы и сохранения долгосрочной обеспеченности доказанными запасами, закрепления темпов добычи нефти как минимум на достигнутом уровне, обеспечения устойчивого развития и высокой эффективности осуществляемой компанией деятельности.

Несмотря на положительный эффект от роста цены нефти в рублях после девальвации национальной валюты, положение российских нефтегазовых компаний остаётся, тем не менее, осложнённым. Это обусловлено ограничением доступа к передовым мировым технологиям добычи нефти, вызванным санкциями. В связи с этим для сохранения конкурентоспособности российским компаниям следуют обратить внимание и сфокусироваться на интенсификации работы по повышению эффективности операционной и инвестиционной деятельности.

Вызовы и ответные меры

По мере развития мировой экономики потребители требуют всё бо́льшего объёма энергоресурсов. Это находит отражение в прогнозах экспертов. Так, BP в своем отчёте прогнозирует средний темп роста совокупного спроса на энергоресурсы – на 1,3% в год на горизонте до 2040 г.[1] Одновременно с ростом совокупного спроса на энергоресурсы наблюдается тенденция к изменению его структуры – снижается доля нефти и нефтепродуктов. Действуя разнонаправленно, два указанных фактора приводят к сохранению спроса на нефть на текущем уровне в долгосрочном периоде.

Для гарантии удовлетворения ожидаемого спроса на нефть необходимо сохранить достигнутый уровень её добычи. Этого можно добиться двумя основными способами – осуществлять инвестиции в повышение нефтеотдачи на разработанных месторождениях или разрабатывать новые объекты, в том числе трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ).

Как известно, повышение нефтеотдачи напрямую связано с дополнительными затратами и ведёт к увеличению себестоимости добычи. Второй способ не предполагает обязательного увеличения затрат, но также приводит к этому результату, так как наиболее привлекательные месторождения в основном уже разработаны, а разведка и освоение новых участков требуют более дорогих и современных технологий и ресурсов. По ряду экспертных оценок, издержки на добычу на российских месторождениях могут вырасти к 2025 г. на 30–40%.

Во время предыдущих кризисов на рынке нефти ведущие компании реализовывали ответные меры. В частности, они снижали капитальные затраты и фокусировались на оптимизации операционных. Сегодня лидеры рынка продолжают следовать сложившимся лучшим практикам и концентрируют своё внимание на оптимизации расходов на добычу сырья.

Нужны инвестиции в технологии

Согласно сложившейся практике, основными инструментами оптимизации являются внедрение передовых технологий добычи нефти, а также использование цифровых систем для автоматизации операционной деятельности и более точного принятия решений. Среди примеров оптимизации затрат можно выделить:

- использование передовых технологий строительства скважин на основе полупогружных или плавучих платформ;
- сокращение расходов на техническое обслуживание за счёт мониторинга и анализа состояния оборудования;
- уменьшение операционных затрат благодаря стандартизации и автоматизации процессов;
- управление добычей с помощью цифровых панелей;
- внедрение инновационных технологий на морских месторождениях;
- создание центра интегрированного планирования, объединяющего все бизнес-процессы на месторождении, и т. п.

[1] BP Energy Outlook 2018.

В России в целях эффективной конкуренции с мировыми лидерами нефтегазового рынка необходимо осуществлять аналогичные инвестиции в оптимизацию затрат на добычу нефти. На практике мы часто видим, что на нефтяных месторождениях Сибири существует большой и ещё не реализованный потенциал по сокращению затрат.

Как известно, основная часть нефтедобывающих активов России сосредоточена в Западной Сибири, на неё приходится более половины всего производства нефти в стране. При этом объёмы добычи в данном регионе стабильно снижаются, а себестоимость извлекаемого сырья растёт. Это обусловлено спецификой данных месторождений, а именно:

• высокой обводнённостью добываемой продукции (в среднем около 90%);

• значительным уровнем выработанности запасов и истощения месторождений;

• слабым развитием инфраструктуры в данных районах;

• ограниченным рынком нефтесервисных услуг и т. д.

В то же время повышение доходности добывающих активов и сокращение срока окупаемости инвестиций, с нашей точки зрения, вполне достижимо за счёт комплексной оптимизации затрат на добычу.

Направления оптимизации

Согласно мировой практике, среди направлений оптимизации операционных затрат можно выделить:

• снижение стоимости сервисных услуг (например, за счёт аутсорсинга части нефтесервисных операций, оптимизации ценообразования в контрактах с подрядчиками);

• повышение эффективности использования оборудования (например, внедрение оптимального режима работы оборудования для повышения эффективности недоиспользуемых активов и снижения износа перегруженных);

• использование наилучших технологических решений (например, внедрение современных технологий и методов организации деятельности для сокращения затрат по всей цепочке создания стоимости).

Потенциальный эффект от оптимизации операционных затрат нефтяными компаниями может, по нашим экспертным оценкам и практическому опыту, составить около 8–15%.

В части снижения капитальных затрат можно выделить:

• создание рынка услуг для подрядчиков (в частности, за счёт проведения тендеров на всех этапах инвестиционного проекта для повышения конкуренции между подрядчиками и сокращения стоимости предоставляемых ими материалов и услуг);

• оптимизацию оценки и выбора инвестиционных проектов (например, рассмотрение различных вариантов их реализации и выбор наилучшего на основании комплекса критериев);

• повышение отдачи от инвестиций на всём жизненном цикле активов (учёт будущих инвестиций в поддержание активов и иных косвенных расходов при разработке и выборе проектов).

В данном случае потенциальный эффект на затраты может составить 5–12%.

Отдельное внимание следует уделить инициативам по оптимизации оценки и выбору инвестиционных проектов. От этого сегодня зависит будущая добыча и успешность нефтегазовой компании. К сожалению, часто процесс выбора неэффективен и не приводит к наилучшему варианту реализации проекта, позволяющему достичь стратегических целей компании.

Распространённой практикой является подход, при котором инвестиционный проект по очереди проходит через каждый департамент компании, который дорабатывает его и предлагает вариант реализации, наиболее соответствующий целям каждого конкретного департамента. При этом оценка доходности осуществляется в самом конце, когда выбран итоговый вариант. И если уровень доходности не удовлетворяет целевому значению, установленному в компании, цикл оценки повторяется сначала.

Такой подход имеет ряд явных ограничений, а именно:

• упущение синергетического эффекта: не оценивается связь вариантов реализации проекта. Например, для варианта разработки месторождения, отвергнутого на раннем этапе отбора проектов, может существовать вариант обустройства, приносящий больший доход, чем в выбранном в итоге варианте;

• использование различных критериев выбора на каждом этапе: специалисты различных департаментов руководствуются собственными критериями оптимальности, что делает их работу менее согласованной и затрудняет достижение стратегических целей компании;

• риск увеличения сроков оценки и выбора проектов: полный цикл оценки может повторяться несколько раз до момента нахождения варианта, удовлетворяющего целевым значениям доходности.

Оптимизация процесса оценки и выбора инвестиционных проектов возможна за счёт внедрения системы, основанной на принципах вариативности и сквозной интеграции. Для каждого проекта следует полностью и одновременно прорабатывать несколько вариантов реализации. Например, для проектов по развитию новых месторождений необходимо учитывать взаимосвязь между вариантами разработки и обустройства и оптимизировать их сочетание. Осуществлять итоговый выбор варианта проекта для реализации следует на основании комплексного критерия, учитывающего стратегические цели компании. Для проектов по разработке новых месторождений таким критерием может быть, например, средневзвешенный индекс, который принимает в расчёт коэффициент извлечения нефти, чистый приведённый доход для компании и объём налоговых отчислений в государственный бюджет.

Таким образом, для обеспечения устойчивого развития в условиях сочетания волатильных и неподконтрольных цен на нефть с ростом себестоимости добычи необходимо на системной основе реализовывать инициативы по повышению эффективности операционной и инвестиционной деятельности с учётом передового мирового опыта. На российском рынке отдельные нефтегазовые компании уже начали оптимизировать операционную и инвестиционную деятельность, однако для сохранения и усиления своей конкурентоспособности необходима чёткая систематизация работы в данном направлении. Достижение максимального эффекта в этом случае возможно, например, путём создания специализированного подразделения. Его основной задачей должен стать детальный анализ деятельности компании, а также разработка и внедрение инициатив по повышению эффективности на основе лучших мировых практик. ■

Наряд-допуск сменил бумагу на «цифру»

Усилиями компании «ЕАЕ-Консалт» одна из самых строгих процедур при проведении работ повышенной опасности переведена в цифровой формат с поддержкой работы на мобильных устройствах

Александр БЕЛОСЛУДЦЕВ,
начальник Центра компетенции по системам промышленной безопасности и экологии ООО «ЕАЕ-Консалт»

В декабре 2018 г. на крупном нефтеперерабатывающем комплексе Пермского края была внедрена и переведена в промышленную эксплуатацию мобильная версия информационной системы «ДОПУСК». Этот проект стал 11-м внедрением системы согласования цифровых (электронных) нарядов-допусков, которое в течение 2016–2018 гг. осуществила компания «ЕАЕ-Консалт». Решение позволяет до 90% сократить материальные и временные затраты при оформлении нарядов-допусков на производство работ повышенной опасности.

Цифры и факты

В течение 2016–2018 гг. компания «ЕАЕ-Консалт» успешно реализовала ряд крупных проектов в дочерних обществах российской вертикально интегрированной нефтяной компании. В результате система цифрового (электронного) согласования нарядов-допусков внедрена на 11 крупных нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятиях, ведущих свою деятельность в 18 регионах Российской Федерации, в том числе на Урале, в Заполярье, Западной и Восточной Сибири. Общее количество пользователей превышает 5 тыс. человек, а до конца 2020 г. планируется увеличить эту цифру вдвое.

В настоящее время заключены контракты ещё с четырьмя крупными нефтегазодобывающими компаниями, ведутся переговоры с другими партнёрами, в том числе зарубежными (Болгария, Узбекистан).

Специалисты «ЕАЕ-Консалт» оказывают консультации и техническую поддержку системы по всем аспектам эксплуатации в режиме 24/7/365.

НАША СПРАВКА

Информационная система «ДОПУСК» (Свидетельство о гос. регистрации № 2018617726) осуществляет в режиме электронного юридически значимого документооборота оформление и согласование нарядов-допусков и позволяет оперативно решать ключевые вопросы организации безопасного проведения работ. Функциональность системы полностью соответствует Приказу Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 ноября 2017 г. № 485 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ"», а также Федеральному закону от 6 апреля 2011 г. № 63-ФЗ «Об электронной подписи».

Система реализована на основе современных веб-технологий с гибкими возможностями для бесшовной интеграции в информационное пространство предприятия и взаимодействия с сервисами мобильных приложений. В качестве системы управления базами данных используется Microsoft SQL Server, доступно использование решений на основе системы хранения данных Oracle, а также PostgreSQL, что соответствует требованиям импортозамещения. Для защиты информации применяются протоколы шифрования и обезличивание данных.

Мобильная версия

В декабре 2018 г. специалисты «ЕАЕ-Консалт» внедрили и перевели в промышленную эксплуатацию мобильную версию системы «ДОПУСК» на крупном нефтеперерабатывающем комплексе Пермского края. Приложение позволяет решать вопросы промышленной безопасности с использованием электронной цифровой подписи на мобильных устройствах.

Пользователями решения являются восемь человек – главный инженер; руководитель службы управления промышленной безопасностью,

охраной труда и окружающей среды; начальники производств. Для обеспечения юридических аспектов принимаемых решений приложение использует систему корпоративной аутентификации и усиленные квалифицированные электронные подписи, импортированные непосредственно на мобильные устройства.

В результате внедрения мобильной версии системы «ДОПУСК» получен эффективный инструмент для принятия оперативных решений без привязки к стационарному рабочему месту. Трудоёмкость на согласование наряда-допуска сокращена (по средней оценке) с 5 часов до 30 минут. Обеспечены предпосылки к сокращению времени необоснованных простоев производственных линий по причине длительного согласования нарядов-допусков.

Функциональность

Система цифрового согласования нарядов-допусков позволяет в оперативном режиме решать ключевые вопросы организации безопасного проведения работ:

- формировать наряды-допуски с автоматическим наполнением достаточных и необходимых мероприятий по подготовке и проведению опасных работ;
- в кратчайшие сроки уведомлять ответственных лиц о необходимости рассмотрения и принятия решений по направленным им для согласования нарядам-допускам;
- оперативно направлять автору наряда-допуска замечания и предложения по его доработке;
- обеспечить возможность для согласующих лиц видеть, какие изменения были внесены в наряд-допуск перед повторной отправкой на согласование;
- согласовывать и утверждать наряды-допуски с использованием электронной цифровой подписи;
- поддерживать в актуальном состоянии необходимую нормативно-справочную информацию для корректного функционирования системы;
- осуществлять анализ и мониторинг проводимых работ при помощи электронного журнала нарядов-допусков с возможностью визуализации на карте.

Помимо основных функциональных возможностей по оформлению наряда-допуска система обеспечивает формирование сопутствующих документов для обеспечения дополнительных мер безопасности проведения опасных работ.

Ряд заказчиков использует дополнительный функционал системы «ДОПУСК»: карты идентификации опасности и оценки риска нештатных ситуаций. В них отражаются результаты анализа возможных рисков на месте проведения работ и мероприятия для их минимизации. Заказчики также ведут в системе реестр опасных производственных объектов

Очевидные выгоды

«ЕАЕ-Консалт» предлагает простое и эффективное решение для автоматизации бизнес-процессов в области промышленной безопасности за счёт следующих мер:

- использования современной технологической платформы для создания веб-приложений, как работающих внутри корпоративного контура сети предприятия, так и доступных извне с соблюдением правил информационной безопасности;
- введения квалифицированных электронных цифровых подписей при совершении юридически значимых операций (согласование и утверждение документов, планов по проведению мероприятий и закреплению ответственности за конкретными лицами и т. д.) во внедрённых системах;
- перевода большинства операций, требующих бумажного оборота, в область электронного юридически значимого документооборота, специфичного именно для процессов управления промышленной безопасностью.

Как следствие, сокращаются организационные и логистические издержки на согласование и утверждение документации, повышается уровень и качество планирования деятельности предприятия в области промышленной безопасности.

Развитие системы

Согласно разработанной продуктовой дорожной карте по направлению «Промышленная безопасность», помимо решений, созданных для конкретных заказчиков, компания «ЕАЕ-Консалт» активно разрабатывает коробочное комплексное решение «Менеджмент промышленной безопасности». Оно объединяет в общую экосистему все ключевые бизнес-процессы по обеспечению промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды.

В настоящее время идёт опытная эксплуатация части комплексного решения на одном из крупных электроэнергетических предприятий. Все объекты интеллектуальной собственности имеют соответствующие авторские сертификаты Роспатента. ■

ООО «ЕАЕ-Консалт»
Тел.: +7 (495) 213-11-76,
+7-917-332-97-35.
www.eae-consult.ru
info@eaeconsult.ru

Искусственный интеллект учится добывать нефть

Цифровые технологии способны существенно улучшить процессы разработки нефтегазовых активов

Мария КУТУЗОВА

Сегодня цифровые технологии в нефтегазовом комплексе активно переходят из разряда «мечты о будущем» в категорию прикладных методов, позволяющих повысить эффективность работы компаний.
В частности, лидер цифровой экономики – компания Microsoft – поможет ExxonMobil в разработке бассейна Permian в Соединённых Штатах. Предполагается использовать облачные технологии для разработки одной из крупнейших в мире нефтегазовых провинций.
В свою очередь, BP инвестирует в новые технологии искусственного интеллекта, которые позволят наиболее эффективно выполнять проектирование для новых месторождений, а также повысить успех выполняемых геологоразведочных работ.
Среди задач российской «Газпром нефти» – разработка с партнёрами собственных цифровых инструментов и внедрение их в России, что позволит осуществлять проекты компании, экономя значительные средства.

«Цифра» – конкурентное преимущество

В начале этого года добыча нефти в США превысила 12 млн баррелей в сутки. Согласно официальным прогнозам, в марте производство так называемой сланцевой нефти увеличится в стране ещё на 84 тыс. барр./сут. Основной прирост – 43 тыс. барр/сут – обеспечит бассейн Permian, производственные показатели которого в итоге превысят 4 млн барр./сут. В 2018 г. добыча в этом бассейне выросла на 874 тыс. барр./сут.

Крупнейшие американские корпорации озвучили планы увеличения производства сланцевой нефти в этом бассейне. Так, Chevron к 2020 г. собирается нарастить добычу на Permian до 600 тыс. барр./сут, а к 2023 г. довести её до 900 тыс. барр./сут. ExxonMobil запланировала к 2024 г. поднять объёмы производства до 1 млн барр./сут, что на 80% выше предшествующих оценок и планов.

Таким образом, следующий этап «сланцевой революции» в Соединённых Штатах – за крупнейшими добывающими корпорациями. По словам Майка Вирта, исполнительного директора Chevron, «сланцевая игра» растёт в масштабах. *«Гонку выиграет не тот, кто быстрее всех стартует, а тот, у кого самая мощная машина»*, – заявил Вирт.

На балансе у Chevron крупная доля в бассейне Permian – порядка 10% всей площади нефтегазоносной провинции. За последние два года компания удвоила стоимость портфеля активов в этом бассейне. Chevron планирует в 2021–2023 гг. вкладывать в разработку Permian 19–22 млрд долларов ежегодно, рассчитывая на прирост добычи в 3–4% в год. При сохранении цен на нефть на уровне 60 долларов за баррель компания надеется в этом году получить выручку на уровне 30 млрд долларов, что позволит увеличить выплаты дивидендов акционерам на 6% и выкупить на рынке часть акций на 4 млрд долларов.

Ранее компания планировала к концу 2022 г. – началу 2023 г. добывать в бассейне Permian 650 тыс. баррелей н. э. в сутки, а сейчас этот прогноз повышен до 900 тыс. барр./сут. На эту нефтегазоносную провинцию приходится примерно четверть всех запасов американской корпорации: порядка 16,2 млрд баррелей н. э. из 67,8 млрд баррелей н. э. всех глобальных углеводородных запасов Chevron. Это, безусловно, делает компанию уязвимой в случае измене-

ния трендов в американском upstream и в разработке сланцевых нефти и газа.

Руководство Chevron в настоящее время отметает любые сомнения относительно дальнейшего освоения сланцевой нефти. Ранее экспертное сообщество высказывало опасения по поводу замедления роста сланцевой добычи в долгосрочной перспективе из-за уплотнения сетки скважин и снижающейся отдачи от новых скважин. Но Chevron заявляет, что не видит в этом особых проблем и готова их решать, развивая технологии работы с нетрадиционными запасами.

В свою очередь, ExxonMobil за 2018 г. удвоила объёмы извлечения углеводородного сырья в бассейне Permian и сейчас добывает там порядка 200 тыс. баррелей н. э. в сутки. Компания оценивает свою ресурсную базу в этой провинции примерно в 10 млрд баррелей н. э. и ориентирована на её дальнейший рост. На участках ExxonMobil в бассейне Permian работают сегодня 48 буровых установок, а к концу текущего года планируется довести их число до 55 единиц.

«Наша уверенность в стратегическом росте в бассейне Permian продолжает крепнуть главным образом за счёт наших уникальных планов развития. Мы используем весь спектр возможностей ExxonMobil в реализации крупных проектов», – отмечает Нил Чепман, старший вице-президент компании.

ExxonMobil продолжает снижать затраты на разведку и добычу и рассчитывает даже при ценах на нефть на уровне 35 долларов за баррель получать средний показатель доходности более 10%. Планы роста производства в США подкреплены реализацией крупных инфраструктурных проектов по подготовке и транспортировке углеводородного сырья.

Тузом в рукаве при разработке сланцевых запасов для ExxonMobil станут цифровые технологии. Ведущая нефтегазовая корпорация решила сделать ставку на партнёрство с гигантом новой экономики – Microsoft. Цифровые технологии должны помочь ExxonMobil эффективно осваивать сланец и принести миллиарды долларов в ближайшее десятилетие. Компании уже сообщили о планируемом эффекте от сотрудничества: дополнительные 50 тыс. баррелей н. э. в сутки в бассейне Permian к 2025 г.

Запасы ExxonMobil в этой провинции, которые охватит интегрированная облачная среда Microsoft, оцениваются в 9,5 млрд баррелей н. э. Анализ данных разработки бассейна Permian дочерней компанией ExxonMobil – XTO Energy – должен привести к росту её производственной эффективности.

Microsoft собирается использовать для обеспечения роста добычи сланцевой нефти следующие цифровые технологии: бизнес-приложение Dynamics 365, платформу Azure Data Lake, машинное обучение и Интернет вещей. По словам руководства ExxonMobil, сочетание цифровых и нефтегазовых технологий поможет стимулировать повышение производственных показателей и эффективности работы компании в США, а в перспективе послужит моделью для внедрения в рамках зарубежных проектов.

Партнёрство ExxonMobil с Microsoft включает в себя сбор и анализ данных в реальном времени на участках в бассейне Permian. Это позволит добывающей компании быстрее и эффективнее принимать решения по оптимизации бурения, заканчиванию скважин и использованию персонала. Кроме того, предполагается сократить время на обнаружение утечек и аварийных выбросов, а также их устранение. Таким образом, цифровые технологии станут основой для эффективной работы ExxonMobil на сланцевых участках в США.

«Газпром нефть»

Сэнди спешит на помощь

В свою очередь, BP инвестирует в новые технологии искусственного интеллекта. Новая технология ИИ, получившая название «Сэнди», предназначена для ускорения разработки и реализации проектов по освоению месторождений.

Дочернее подразделение корпорации BP – Ventures – уже инвестировало 5 млн долларов в стартап Series A компании Belmont Technology, нацеленный на дальнейшее развитие искусственного интеллекта и цифровых возможностей в сегменте upstream.

BP наращивает вложения в изучение перспектив применения машинного обучения и когнитивных вычислений в глобальном нефтегазовом бизнесе. Технологический стартап разработал облачную платформу с использованием искусственного интеллекта, базируясь на данных науки о Земле (геономии). Платформа имеет ряд уникальных возможностей, включая специально разработанные «графы знаний». Они работают следующим образом. Эксперты BP предоставляют геологическую, геофизическую, пластовую и историческую информацию о проектах компании. Искусственный интеллект анализирует, сопоставляет эту информацию, выявляет новые связи в рабочих процессах и таким образом создаёт надёжный граф знаний о недрах BP.

Подобно поиску данных, доступному в потребительских областях, эксперты нефтегазовой корпорации могут затем запрашивать данные, задавая конкретные вопросы, связанные с графом знаний. Затем технология использует нейронные сети ИИ для интерпретации результатов и быстрого моделирования. Эта технология направлена на ускорение реализации различных циклов проекта: от разведки до моделирования коллектора месторождения. Стартап нацелен на сокращение времени сбора, интерпретации и анализа данных на 90%.

«Мы надеемся, что эта основанная на искусственном интеллекте платформа, названная "Сэнди", в гораздо более быстром темпе обеспечит инженеров компании критически важными данными. Эксперты зададут искусственному интеллекту вопросы о коллекторах, например, о том, какие факторы контролируют добычу на месторождении Чираг. Затем Сэнди будет интерпретировать данные, чтобы наметить большее количество сценариев, чем в настоящее время мы разрабатываем. Это поможет нам принимать быстрые и хорошо подготовленные с точки зрения информации решения в области разведки и добычи. Инвестиции в этой сфере помогают развить компании цифровую стратегию, обеспечив наши операции в upstream новейшими информационными технологиями», – отмечает Дэвид Эйтон, руководитель группы технологии компании BP.

Вложения в Belmont Technology стали очередным шагом в развитие цифровых технологий BP. Ранее компания инвестировала 20 млн долларов в проект когнитивных вычислений компании Beyond Limits. Эти инвестиции должны были помочь внедрить технологию искусственного интеллекта, использовавшуюся при исследовании дальнего космоса, в разведку на шельфе. Предполагалось, что благодаря этому будет ускорен процесс анализа выполняемых операций и обеспечена автоматизация процессов.

При этом существует возможность установления взаимосвязи между двумя упомянутыми проектами: масштабируемые графы знаний Belmont могут быть проанализированы с помощью технологии Beyond Limits.

В целом за последние десять лет BP инвестировала более 450 млн долларов в частные технологические компании, в быстро растущий инновационный сектор.

Умный баланс

По словам Дмитрия Пилипенко, заместителя генерального директора компании SAP CIS, опыт зарубежных нефтегазовых корпораций в области цифровых или интеллектуальных месторождений насчитывает уже 10–15 лет. Shell, например, анализирует работу пластов, трубопроводов и других наземных объектов с помощью датчиков телеметрии, что обеспечивает ей рост добычи. Этот же подход применяется и на российских месторождениях компании. *«В России и странах СНГ подобные проекты начали реализовывать несколько позже, но тоже успешно. В азербайджанской ГНКАР переход на интегрированное планирование сократил время расчёта баланса нефти и газа до двух дней»*, – отмечает эксперт.

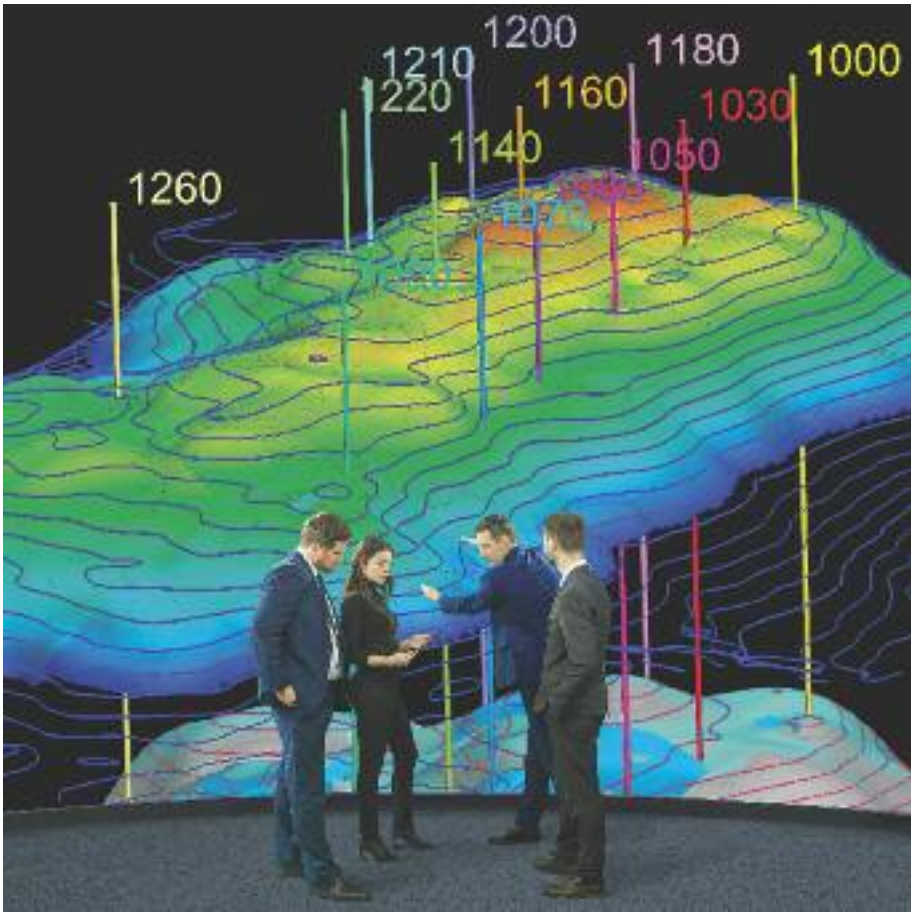
В ходе пилотных проектов по созданию умных месторождений на нескольких активах крупной российской нефтегазовой компании, осуществлённых в 2016 г., план добычи и технологических мероприятий стал формироваться в 120 раз быстрее. Кроме того, за счёт использования систем контроля и управления активом, объединённых центром интегрированных операций, более чем на 7% сократились недоборы в результате совмещения мероприятий. При этом в 90 раз меньше времени требуется на контроль исполнения плана, в 30 раз меньше – на анализ работы скважины. Цифровое месторождение позволяет найти баланс, к которому стремятся нефтегазовые компании: фактические показатели добычи становятся максимально близкими к плановым, а издержки минимальными.

«Технологии машинного обучения, Интернет вещей, искусственный интеллект, Data Science нацелены на то, чтобы свести к минимуму издержки и трудозатраты, максимально сократить влияние на окружающую среду и при этом увеличить добычу», – подчёркивает Д. Пилипенко.

Новая цифровая эра российской «нефтянки»

По словам руководства «Газпром нефти», компания уже давно перешла к этапу «осознанной цифровизации», ставшей частью технологической стратегии ВИНК. IT-решения, в том числе разработанные в компании, действуют по всей цепочке нефтяного бизнеса – от разведки и эксплуатации месторождений до реализации нефтепродуктов.

Как отмечает Вадим Яковлев, первый заместитель генерального директора «Газпром нефти», цифровизация для компании – это не только внедрение новых технологий, но и пересмотр внутренних процессов и подходов к взаимодействию с многочисленными партнёрами. *«Мы ставим перед собой цель построить единую открытую информационную платформу, где наравне с нами смогут работать все наши поставщики, подрядчики и субподрядчики. При этом мы хотим не насаждать им свой продукт, а вовлекать всех в процесс его создания на принципах, схожих с open-source, предоставляя уникальные технологические возможности и приглашая к совместному развитию и совершенствованию этой платформы в*



«Газпром нефть»

формате co-creation», – рассказывает топ-менеджер компании.

Ещё в 2012 г. компания приступила к реализации стратегии ЭРА (электронная разработка активов), предполагающей развитие цифровых проектов. Она охватывает все основные направления деятельности – геологоразведку, бурение, разработку, добычу, обустройство месторождений. В 2014 г. ЭРА была включена в Технологическую стратегию «Газпром нефти» и стала одним из её ключевых направлений. В 2017 г. стратегия была актуализирована для соответствия новым производственным и бизнес-задачам ВИНК.

По словам генерального директора Научно-технического центра «Газпром нефти» Марса Хасанова, создание новых цифровых продуктов, оптимизирующих технологические процессы, – один из приоритетов развития компании.

В прошлом году НТЦ совместно со Сколковским институтом науки и технологии начал работу над созданием собственной цифровой технологии для выбора оптимальной системы разработки нефтяных месторождений. Предполагается, что внедрение собственного цифрового инструмента позволит сократить использование коммерческих аналогов, сэкономив компании около 200 млн рублей до 2022 г.

При разработке месторождений важно построить качественную гидродинамическую модель нефтяной залежи. Нужно ответить на вопросы о том, сколько необходимо скважин, какого они должны быть типа, где их лучше разместить в пласте. Оптимальный вариант для каждого месторождения определяется индивидуально. Специально для Научно-технического центра «Газпром нефти» сотрудники Сколтеха разрабатывают метамодель, которая выполняет необходимые расчёты на суперкомпьютере института и анализирует полученные результаты.

В частности, инновационные алгоритмы, разрабатываемые в рамках проекта «Метамодель притока к скважине», позволят кратно сократить время для определения оптимального количества добывающих и нагнетательных скважин с учётом геологических предпосылок. Они также должны обеспечить мониторинг добычи после ввода скважин в эксплуатацию. Для создания программы используются технологии машинного обучения, в том числе глубокие нейронные сети. Такие модели «сами обучаются», обрабатывая большой объём данных и учитывая в дальнейшей работе ранее выявленные закономерности.

В феврале нынешнего года НТЦ и Сколтех запустили новый этап проекта по созданию цифровых геолого-гидродинамических моделей на базе технологий искусственного интеллекта. Предполагается, что совместные разработки кратно повысят оперативность и эффективность принятия высокозатратных решений по освоению углеводородных месторождений. Специалистами созданы уникальные алгоритмы метамоделирования, демонстрирующие по сравнению с классическим гидродинамическим моделированием нефтегазовых залежей ускорение в несколько сотен раз.

Эксперты НТЦ «Газпром нефти» положительно оценили перспективы внедрения этих инноваций Сколтеха. В течение года нефтяники вместе с учёными будут работать над созданием конечного продукта для внедрения его на месторождениях компании.

Затраты под контролем

По словам директора дирекции по крупным проектам блока разведки и добычи «Газпром нефти», генерального директора «Газпромнефть-Развития» Дениса Сугаипова, в связи с многократным увеличением количества проектов у компании растёт потребность в оценке затрат на их выполнение. *«Использование цифровых решений позволяет обрабатывать большое количество информации и увеличивать скорость принятия управленческих решений»*, – отмечает Сугаипов.

В частности, «Газпром нефть» разработала цифровые продукты для расчёта капитальных и операционных затрат на этапе концептуального проектирования и эксплуатации месторождений. Благодаря уникальным цифровым программам точность оценки расходов увеличилась вдвое по сравнению с отраслевыми стандартами, что позволяет принимать более взвешенные финансовые решения как для действующих, так и будущих активов.

В компании утверждают, что цифровые продукты по расчёту капитальных и операционных затрат не имеют аналогов в российской нефтяной отрасли по степени детализации и возможности настройки большого количества параметров, влияющих на конечную стоимость объекта. Они позволяют оценивать широкий перечень параметров – от стоимости строительства автодорог до создания всей инфраструктуры нового месторождения. Программа рассчитывает расходы на протяжении всего цикла эксплуатации активов с учётом цен на комплектующие и ремонт оборудования.

Цифровые инструменты уже протестированы на Новопортовском, Восточно-Мессояхском, Северо-Самбургском и Тазовском месторождениях. С их помощью проводится комплексная оценка и принимаются оптимальные финансовые и производственные решения для каждого актива. Это позволяет компании повысить экономическую эффективность проектирования и разработки месторождений.

Хорошие новости для нефтяников

По словам Дмитрия Луковкина, директора бизнес-направления «Наука о данных» компании «Цифра», современные технологии дают возможность объединить геомеханические, геонавигационные, петрофизические модели скважин и модель машинного обучения в единую модель гибридных скважин. Применение только одного решения по оптимизации бурения способно значительно увеличить добычу нефти и сократить непроизводительное время.

Опыт «Цифры» даёт тому наглядные примеры. Так, построение математической модели работы одного электрического насоса на отдельном участке месторождения российской ВИНК позволило значительно увеличить добычу нефти на скважине. Специалисты анализировали среду, в которой работал насос, и ежедневно выбирали моменты, когда удавалось достичь наиболее оптимального режима работы.

«Цифровые решения наших дней ещё не способны создать что-то новое, но они уже способны улучшить существующие процессы. Хорошие новости для компаний-операторов нефтяных и газовых проектов. В условиях многочисленных рыночных угроз, связанных со снижением цен на нефть и ростом затрат на добычу, появились инструменты, которые могут значительно сократить потери компаний. Настало время для компаний трансформировать свои бизнес-модели, используя передовые цифровые технологии и инфраструктуру Data Engineering, чтобы повысить эффективность и открыть для себя новые возможности. Для этого могут использоваться методы и технологии цифровых двойников (симуляции и модели), прогнозного обслуживания и аналитики данных для оптимизации добычи и управления запасами, а также многие другие новые процессы и практики. Компании должны наращивать собственные возможности по разработке соответствующего программного обеспечения, в науке о данных, а также привлекать специалистов из соответствующих областей», – объясняет Д. Луковкин. ■

Большие перспективы малых глубин

Нефтегазовые компании вновь проявляют интерес к освоению глубоководных участков шельфа

Константин СЕРГЕЕВ

Несмотря на сохраняющуюся неустойчивость нефтяных котировок, добывающие компании планируют наращивать свои вложения в разработку подводных залежей углеводородов. При этом впервые за последние пять лет рынок демонстрирует отчётливый интерес к месторождениям на сравнительно небольших глубинах. Наряду с общим количеством проектов растут и объёмы инвестиций. А наиболее предусмотрительные операторы морских буровых платформ активно обновляют свои флоты, готовясь оседлать волну возрождающегося спроса на освоение перспективных мелководных районов по всему миру.

Посткризисный рост

Согласно последнему (февраль 2019 г.) прогнозу компании Westwood, суммарные расходы добывающих компаний на освоение углеводородных запасов шельфа в 2019–2023 гг. достигнут 152 млрд долларов. Причём затраты на оборудование составят 97,6 млрд (64%), а на проведение подводных работ (в том числе с привлечением специализированных судов) 55,4 млрд (36%).

При этом предполагается, что уже в текущем году расходы на разработку месторождений нефти и газа в шельфовой зоне будут увеличены почти на 40%, практически сравнявшись с аналогичными показателями 2011 г. (см. рис. 1).

Примечательно, что, наряду с активным строительством плавучих платформ и других элементов инфраструктуры для добычи углеводородов в глубоководной (1500 м и более) зоне, операторы намерены расширить финансирование проектов, связанных с увеличением количества стационарных буровых установок, в том числе в зоне сравнительно небольших (менее 200 м) глубин.

Недавний кризис на мировом рынке энергоносителей заставил добывающие компании сосредоточить большее внимание на реальном повышении эффективности производства. По данным исследований Rystad Energy, за последние четыре года по сравнению с уровнем относительно благополучных 2013–2014 гг. операторам удалось снизить критические издержки добычи углеводородов в среднем на 30 долл./барр. Эти результаты были достигнуты как для глубоководных проектов, так и для добычи на малых глубинах.

Рис. 1. Динамика глобальных расходов на разработку месторождений углеводородов в шельфовой зоне, млрд долларов

Источник: Westwood.

Благодаря принятым мерам ныне отрасль вполне готова к дальнейшему расширению разработки шельфовых месторождений. Правда, подобная тенденция наблюдалась ещё с 2016 г., а по итогам 2018-го прирост инвестиций в новые проекты составил порядка 85 млрд доларов. В прошлом году этот показатель мог быть и выше, однако сдерживающими факторами для рынка послужили санкции США (против Ирана, а затем и против Венесуэлы), а также связанное с ними замораживание контрактов и отмена уже принятых инвестиционных решений. По оценкам Rystad Energy, применение этих вполне нерыночных методов способствовало тому, что до лучших времён была отложена реализация предварительных соглашений на общую сумму в 20 млрд долларов. Тем не менее темпы осуществления новых проектов остаются достаточно высокими и уже в ближнесрочной перспективе могут достичь уровня 2012 г. (см. рис. 2).

На протяжении последующих трёх лет на эти цели в среднем предполагается ежегодно выделять не менее 100 млрд долларов. При этом безубыточное производство в рамках большинства проектов, окончательное инвестиционное решение (FID) по которым должно быть принято до конца 2021 г., предполагается обеспечивать, даже если цены на нефть опустятся ниже 60 долл./барр.

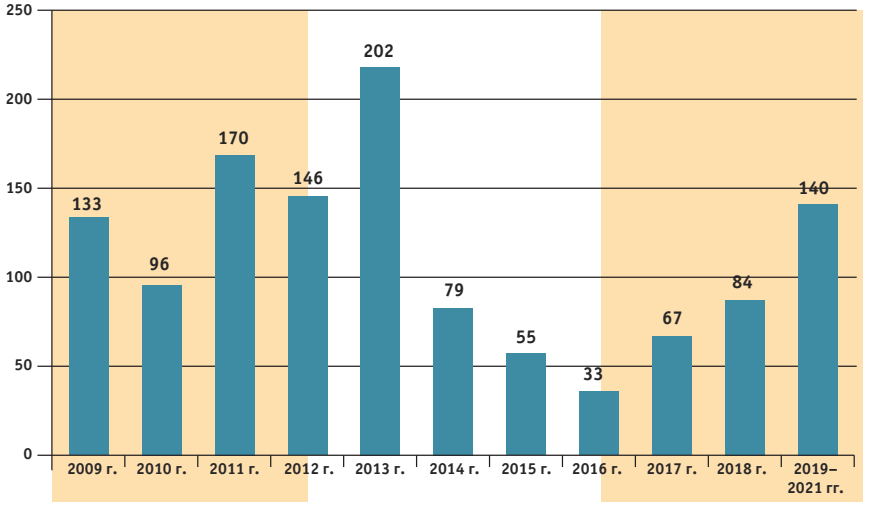
Характерно, что, наряду с традиционным вниманием инвесторов к глубоководному сектору шельфа, в ближайшем будущем значительные средства планируется направить на освоение месторождений углеводородов на сравнительно малых глубинах. Так, в настоящее время абсолютным лидером по объёму ожидаемых капитальных затрат считается проект North Field Expansion корпорации QatarGas в Персидском заливе, в районе с глубинами моря 60–100 м. На его реализацию должно быть направлено до 26 млрд долларов. Первую производственную линию предполагается ввести в эксплуатацию к лету 2024 г. Несмотря на то что окончательное инвестиционное решение по проекту скорее всего примут только к концу текущего года, компания QatarGas уже ведёт активный поиск субподрядчиков.

В июне-июле 2019-го ожидается принятие FID по разработке месторождений Ghasha и Hail (участок шельфа ОАЭ с глубинами 10–80 м). На их освоение только в 2020 г. планируется направить до 10 млрд долларов.

На этом фоне 15-миллиардные иневестиционные потоки, которые корпорация ExxonMobil собирается направить в геологоразведку на глубоководных (1000–1500 м) участках шельфа Мозамбика и Гайаны, представляются достаточно скромными. К тому же наиболее перспективные (с точки зрения американского оператора) нефтеносные участки у побережья Гайаны расположены в зоне, чью территориальную принадлежность оспаривает Венесуэла. В свою очередь, нефть самой Венесуэлы усиленно стремятся «демократизировать» США. Последнее обстоятельство может существенно охладить энтузиазм потенциальных инвесторов, ранее намеревавшихся финансировать разработки на шельфе Гайаны.

В целом же интерес добывающих компаний именно к шельфовым проектам в посткризисный период существенно вырос. Если до 2014 г. инвестиции в них едва составляли 41% всех финансовых вложений в новые разработки, то с 2017-го по 2021 г. их доля может вырасти до 44%.

Рис. 2. Динамика капитальных затрат на развитие новых проектов добычи углеводородов в шельфовой зоне, млрд долларов



Источник: Rystad Energy.

Одновременно ожидается существенное возрастание роли сравнительно небольших компаний-операторов. Не исключено, что к 2021 г. на них будет приходиться более 46% всех новых соглашений по добыче углеводородов в шельфовой зоне, в то время как до 2014 г. этот показатель едва достигал 32%.

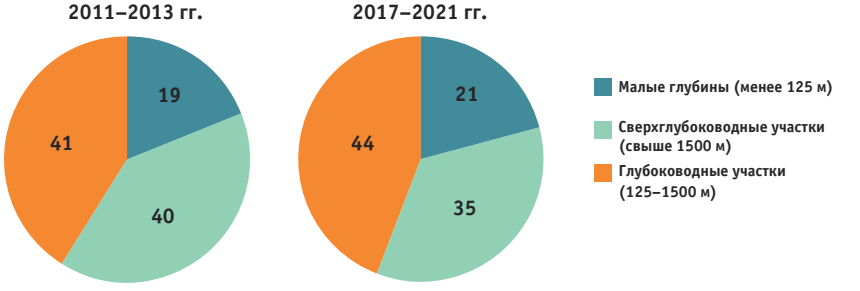
Развитие подобной тенденции связывается с тем, что во время затяжного падения нефтяных котировок большинство крупных добывающих компаний предпочли отказаться от участия в разработке шельфовых месторождений в пользу сланцевых проектов. Как следствие, с начала роста мировых цен на нефть в 2016-м сравнительно более короткий цикл инвестиций в сланцевые разработки позволил их операторам быстро увеличить объёмы добычи. А шельфовые месторождения за последующие три года не смогли продемонстрировать столь же наглядные успехи.

Однако на протяжении ближайших 5–10 лет конкурентную борьбу за инвестиционные доллары может выиграть шельф. Этому будет способствовать нарастание проблем у сланцевых операторов, которые вынуждены постоянно искать новые перспективные месторождения, небходимые для непрерывного расширения производства.

Курс – на всплытие

Переключение основного внимания инвесторов с глубоководных и сверхглубоководных шельфовых разработок на малые глубины представляется особо показательным. В ближайшие три года доля капитальных затрат на реализацию проектов в этом секторе вырастет на 3%, в то время как инвестиционная активность в двух остальных будет снижаться (см. рис. 3).

Рис. 3. Изменение рыночной доли проектов по разработке шельфовых месторождений по диапазону глубин, %



Источник: Rystad Energy.

В пользу приоритетного развития добычи на малых глубинах свидетельствует и ожидаемая динамика операционных расходов. Согласно исследованиям Rystad Energy, в среднем по отрасли их ежегодный прирост в 2018–2021 гг. ожидается на уровне 10%, причём для малых глубин этот показатель должен быть увеличен со 100 до 130 тыс. долларов.

Всё вместе это создаёт реальные условия для повышения занятости морских буровых платформ (МБП) с целью разработки месторожнений на малых глубинах. Прежде всего это касается сегмента самоподъёмных буровых установок (СПБУ), средний коэффициент занятости которых ещё осенью 2018-го балансировал в пределах 60–56%, а суточные арендные ставки не превышали 60–70 тыс. долларов.

МБП: время обновлять флот

Впрочем, говорить о повсеместном рыночном триумфе самоподъёмных буровых установок пока представляется преждевременным. Наибольший рост спроса на их услуги традиционно демонстрирует Ближний Восток. В странах же Юго-Восточной Азии развитию этой позитивной тенденции столь же традиционно препятствует перманентная политическая нестабильность. Её периодически подстёгивают обострения взаимоотношений – если не между Северной и Южной Кореей, то между Вьетнамом и Китаем, а также Китаем и США.

В Северном море сдерживающим фактором служит неустойчивость цен на нефть. Они всё ещё не могут надёжно закрепиться выше комфортного для местных операторов порога в 70 долларов за баррель.

Тем не менее в ряде других регионов обстановка выглядит довольно оптимистичной. Так, арендные ставки на МБП в контролируемой США зоне Мексиканского залива демонстрируют осторожный рост на протяжении последних двух лет. За этот период почти вдвое увеличилось количество законтрактованных платформ для мелководной шельфовой зоны. В данном регионе операторы уделяют особое внимание повышению эффективности добычи на ранее разведанных месторождениях в ближней прибрежной зоне. Ожидается, что грядущие реформы системы налогообложения до-

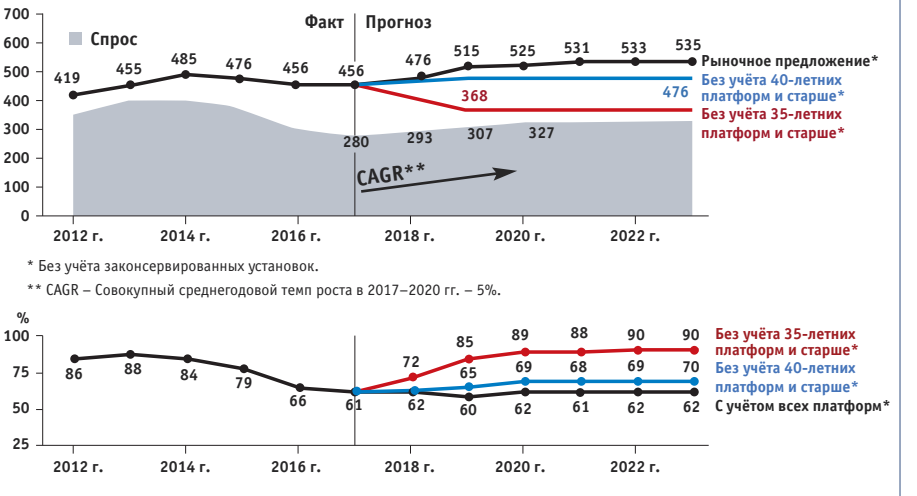
бывающих компаний США будут способствовать активизации деятельности операторов на малых глубинах. Это приведет к росту спроса на соответствующие участки шельфа.

Дальнейшего увеличения занятости МБП можно ожидать и в зоне малых глубин (до 150 м) континентального шельфа Норвегии. Помимо общего роста спроса на их услуги этому способствует наличие комплекса специфических требований для платформ, предназначенных к работе в жёстких внешних условиях. Наибольшей популярностью на местном рынке пользуются платформы типа C J70, однако после недавнего вывода из эксплуатации нескольких старых установок их количество в регионе оказалось ограниченным. Недостаток предложения уже успел привести к существенному росту среднесуточных арендных ставок. Например, ещё в январе 2019 г. норвежская компания Equinor арендовала платформу Maersk Intrepid за 266 тыс. долл./сут, что почти в четыре раза выше средних арендных ставок для оборудования подобного типа в 2018 г. При сохранении наблюдаемых тенденций можно ожидать ещё большего роста арендных ставок до конца нынешнего года, а также дальнейшего обострения конкуренции добывающих компаний в регионе.

С начала 2019 г. происходит увеличение спроса на услуги самоподъёмных буровых установок в Западной Африке. По предварительным данным Rystad Energy, местные операторы не планируют в ближнесрочной перспективе выводить из эксплуатации возрастные платформы, а вместо этого задумываются о вводе в строй в начале 2020-х новых МБП данного типа.

В целом же «возвращение» добывающих компаний на малые глубины обещает рынку самоподъёмных платформ дальнейший рост. В отношении его ожидаемых темпов мнения отраслевых экспертов расходятся. Например, специалисты компании MacKinsey предполагают, что спрос на СПБУ в среднем увеличится на 2% ежегодно вплоть до 2030 г. А Rystad Energy прогнозирует 5-процентный рост на ближайшие два года с последующим замедлением до 1,5–0,5%. При этом число фактически востребованных платформ увеличится с 294 в 2018-м (+14 по сравнению с 2017 г.) до 327 в 2020 г. Что же касается фактической занятости и арендных ставок, то они будут зависеть от того, насколько активно операторы будут обновлять свои флоты, выводя из эксплуатации возрастные СПБУ (см. рис. 4).

Рис. 4. Ожидаемый баланс рыночного спроса и предложения самоподъёмных буровых установок (ед.) и возможная динамика коэффициента занятости (%)



* Без учёта законсервированных установок.

** CAGR – Совокупный среднегодовой темп роста в 2017–2020 гг. – 5%.

* Без учёта законсервированных установок.

Источник: Rystad Energy RigCube.

Несмотря на наблюдаемый рост спроса, эффективное «оздоровление» рынка СПБУ требует стабилизации их количества на постоянном уровне уже в 2019–2020 гг. При этом из эксплуатации должны быть постепенно выведены платформы 35–40-летнего возраста, что будет способствовать увеличению коэффициента занятости до 88–90% с соответствующим повышением арендных ставок. Если же этого не произойдёт, то занятость и после 2022 г. останется на текущем уровне – 60–62%, а среднесуточная арендная плата вряд ли поднимется выше 70 тыс. долларов.

Похоже, крупные операторы это не только понимают, но и действуют. Так, норвежская Borr Drilling вместе со своей дочерней компанией Paragon Offshore только за прошлый год отправила на слом 26 старых СПБУ. Для сравнения, в 2017-м во всём мире к разборке на металл были приговорены только 17 платформ подобного типа. При этом на сегодняшний день Borr Drilling остаётся признанным лидером по количеству СПБУ: в эксплуатации находятся 16 единиц, а ещё 10 заказаны верфям Keppel и PPL и должны войти в строй до конца 2020 г. Таким образом, менее чем за полтора года Borr Drilling возглавила рейтинг операторов СПБУ. В ожидании дальнейшего роста внимания добывающих компаний к сегменту малых глубин она продолжает одновременно обновлять и увеличивать свой флот.

Впрочем, даже если другие операторы последуют примеру Borr и Paragon, то и это ещё не гарантирует быстрой оптимизации мирового флота СПБУ. Рост спроса на их услуги будет способствовать ускоренной реализации ранее замороженных или отложенных заказов на новые буровые, которые были размещены в 2012–2014 гг. Сооружение значительной их части завершилось уже в 2016–2017 гг., после чего платформы оказались законсервированными на судостроительных предприятиях или даже перешли в их собственность. Их массовый выход на рынок представляется неизбежным, особенно при долгосрочной стабилизации нефтяных цен выше 60 долл./барр. Кстати, рост котировок столь же неизбежно приведёт к замедлению вывода из эксплуатации оставшихся возрастных платформ. В частности, подобную роскошь не смогут себе позволить малые компании, которые оперируют всего одной – тремя МБП.

Итак, объективные условия для активной разработки нефтегазовых месторождений на малых глубинах выглядят достаточно благоприятными. Добывающим компаниям остаётся наиболее полно реализовать открывающиеся перед ними возможности и надеяться, что вмешательство нерыночных факторов в производственный процесс окажется минимальным – хотя бы в течение ближайших трёх – пяти лет. ■

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

2-4 сентября 2019, Казань

26-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

16+

Организаторы:

Правительство Республики Татарстан

ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:

Президента Республики Татарстан

Россия, 420059, г. Казань
Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»

тел.(843) 212-21-44
www.oilexpo.ru, www.expokazan.ru

РЕКЛАМА

Заправки в поисках маржи

В Москве прошла конференция-семинар «Smart-АЗС: эффективность, инновации, современный сервис»

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Розничный сегмент глобального нефтегазового бизнеса на глазах становится самым проблематичным. Так, весной прошлого года в центре общественного внимания в России оказался рост цен на нефтепродукты на отечественных АЗС. Тогда ситуацию удалось стабилизировать благодаря консультациям вице-премьера Дмитрия Козака с главами ведущих топливно-энергетических компаний. Затем пришли вести из Западного полушария. Президент США Дональд Трамп, ещё недавно говоривший о благотворном влиянии высоких нефтяных цен на национальную сланцевую индустрию, столкнулся с протестами американцев против «ценового галопа» на заправочных станциях и вынужден был дать задний ход. И всё равно республиканцы едва не проиграли ноябрьские промежуточные выборы в Конгресс и губернаторский корпус. А чуть позднее непомерные цены на горючее во Франции подтолкнули тысячи «жёлтых жилетов» к волне шествий с целью свержения президента Эммануэля Макрона. Всё это разнокалиберные события, но сближает их одно: массовое недовольство автомобилистов, приехавших на ближайшую бензоколонку, чтобы заправиться.

Маржа высока, но надолго ли?

Авторитетной трибуной для широкой дискуссии о судьбах российских сетей АЗС на старте 2019 г. стала прошедшая в Москве конференция «Smart-АЗС: эффективность, инновации, современный сервис», организованная Национальным нефтегазовым форумом.

В конференции приняли участие десятки представителей бизнеса и регулирующих инстанций, и все они были озадачены одним и тем же вопросом, каким образом вернуть в отрасль не эпизодические, как сегодня, а устойчивые прибыли и уверенность в завтрашнем дне.

Одной из острых тем, обсуждавшихся на конференции, стало качество нефтепродуктов на российских АЗС. Как отметила руководитель Центрального межрегионального территориального управления (ЦМТУ) Росстандарта Марина Калинникова, проверки топлива – как плановые, так и внеплановые – год от года учащаются. И это даёт свои плоды. Во всяком случае, в Центральном округе РФ в 2018 г. отмечено сокращение количества всевозможных нарушений, в том числе в самом проблемном сегменте рознично-сбытовой сети – на независимых АЗС. И всё же отклонений от стандартов пока ещё много, особенно по дизельному топливу. Обманутыми клиентами в ЦАО подано 326 жалоб, из них 44% – на недолив. Из 30 млн рублей выплаченных виновниками штрафов 19 млн приходится на долю независимых АЗС.

Итоги работы Росстандарта в этой сфере высоко оценил глава Департамента переработки нефти и газа Минэнерго Антон Рубцов. Он подчеркнул, что Минэнерго поддерживает инициативу по приоритетному контролю над физико-химическим составом топлива. Более того, не исключён частичный перенос мониторинга соблюдения акцизного законодательства непосредственно на уровень АЗС.

В свою очередь, генеральный директор ИГ «Петромаркет» Иван Хомутов посвятил своё выступление вопросам маржинальности топливной розницы. Он отметил, что I квартал 2018 г. прошёл под знаком высокой доходности. Владельцы заправок получали маржу в размере 4,5 рубля с 1 литра 92-го бензина и 6 рублей с литра 95-го. Но затем произошло значительное падение данного показателя.

При этом несовершенство системы государственного регулирования нефтяного рынка приводит к тому, что технологически более современные заводы, в модернизацию которых были вложены миллиарды рублей, генерируют убытки. А более отсталые НПЗ, ориентированные на производство мазута и другой низкокачественной продукции, зачастую получают существенную прибыль.

Предсказуемость всё же повысится

Президент Независимого топливного союза Павел Баженов отметил слабую предсказуемость рынка горючего в РФ – не только в долгосрочной перспективе, но даже на ближайшие месяцы. Он не исключает, что рынок уже очень скоро ждёт ценовая турбулентность и даже буря. Причём не понятно, что предпримут регуляторы при повторении событий апреля – мая 2018-го и как поведут себя сами компании. Наилучшим сценарием, по мнению П. Баженова, стал бы переход от постоянных частичных доработок плохо действующего механизма регулирования к комплексной реформе отрасли в целом. Но это возможно только в том случае, если все стороны, включая государство, будут готовы к взаимным компромиссам. При таком сценарии, считает Баженов, каждый кое-что потеряет, но и обретёт многое, в том числе долгожданную стабильность.

П. Баженов подчёркивает, что такая реформа не должна разрабатываться кулуарно, в тиши чиновничьих кабинетов. Необходимо обеспечить её широкое обсуждение с привлечением отраслевых экспертов. Кроме того, необходимо донести до широких масс населения мысль о том, что отказ от искусственного сдерживания розничных цен на нефтепродукты не обязательно приведёт к их резкому росту. Сами же участники рынка в этом не заинтересованы.

С такой идеей согласился и Антон Рубцов. *«Действительно,* – сказал он, *– многое надо объяснять людям. Знаю, что это трудно делать при нынешних планках зарплаты… Но в любом случае смена ценников не должна обгонять инфляцию»*.

С этим согласен замдиректора Департамента эксплуатации и безопасности дорожного движения ГК «Автодор» Александр Умеренков: плавное повышение розничных цен не так страшно, если подойти к нему с цивилизованных рыночных позиций. При повышении цен на АЗС спрос, конечно, немного падает. В результате часть автомобилистов начинают экономить и реже заправляются. Другие активнее переходят на газ. Видя это, владельцы АЗС снижают цены. Таким образом, маятник спроса выступает в роли рыночного регулятора.

Но и прямых договоренностей между кабинетом Дмитрия Медведева и углеводородным ТЭК, как наиболее оперативного и действенного инструмента по текущему регулированию, никто не отменяет. Вскоре после АЗС-конференции, 26 марта, правительство согласовало с нефтяниками продление заморозки цен на топливо на три месяца – до июля. Одновременно усовершенствован, с учетом запросов отрасли, и механизм демпфера, призванного компенсировать компаниям убыточный «переток» части нефтепродуктов, предназначенных для экспорта, на внутрироссийский рынок.

Не исключено и бензиновое половодье

Управляющий партнёр «Петролеум трейдинг» Максим Дьяченко в своем выступлении подошёл к анализу отечественного рынка нефтепродуктов с глобальных позиций. Он напомнил, что как в странах-участницах соглашения «ОПЕК+», так и в ряде других государств, включая США, можно ожидать всплеска нефтедобычи. В любой момент могут «откупориться» тысячи простаивающих скважин. Так, в тех же Соединённых Штатах за последние годы пробурено 4 тыс. скважин на сланцевых месторождениях, но из них действуют менее 1 тыс. Поэтому на мировом рынке может возникнуть профицит нефтепродуктов. И экспортные объёмы российского топлива могут оказаться там невостребованными. Поэтому следует больше заботиться о ёмкости внутреннего рынка. При этом очень важно повышать качество услуг на отечественном розничном рынке, в том числе за счёт перехода от традиционных заправок к так называемым умным, Smart-АЗС. Хотелось бы, чтобы их в стране стало не менее 70 тысяч.

Что же касается текущей динамики рынка, то, по мнению М. Дьяченко, нынешняя благоприятная ситуация для розницы, обусловленная наличием больших запасов топлива на оптовых базах, продлится до августа. Об этом, в частности, свидетельствует динамика котировок фьючерсов.

В свою очередь, директор Московского нефтегазового центра EY Денис Борисов оценил угрозы для розничного рынка нефтепродуктов со стороны развивающегося сектора электротранспорта. По его словам, продажи электромобилей будут расти, но всё же к 2030 г. их доля в автопарке не превысит 5%. И это обусловлено не только их дороговизной или консервативностью потребительского спроса. Дело в том, что электромобили на самом деле – не столь «экологически чистые», как это принять считать. Если электричество, которое они потребляют, вырабатывается на угольных ТЭС (а таких в мире большинство), то выбросы CO_2 в атмосферу не снижаются, а

растут! Поэтому ближайшее будущее – всё же за двигателями внутреннего сгорания.

Информационная революция на АЗС

Представитель «Лаборатории Касперского» Александр Познякевич поднял в ходе конференции важную проблему информационной безопасности АЗС. Он подчеркнул, что кибератаки сегодня приносят больше ущерба, чем вылазки террористов и международные конфликты. Так, в 2018 г. 41,2% корпоративных сетей подверглись атакам, в том числе «таргетированным». В частности, применительно к АЗС киберпреступник может поменять ценники на топливо, исказить тысячи платёжек и т. д. В 2015 г. такие атаки совершались в Астраханской области, в 2017-м – в Хабаровском крае, Адыгее и т. д. А в прошлом году большинство российских бензоколонок было заражено так называемым вирусом шифровальщика. Поэтому одна из приоритетных задач – повышение уровня осведомлённости сотрудников АЗС и использование современных средств антивирусной защиты.

«Газпром нефть»

В свою очередь, проектный инженер Shell Илья Аспедников выступил с презентацией на тему энергоэффективности АЗС. Так, проводя мониторинг старых бензоколонок, Shell установила: потребление электроэнергии было там намного выше, чем на современных заправках, построенных в последние годы. К примеру, на новейшей АЗС «Глобус», открытой недалеко от города Пушкино Московской области и обеспеченной удалённым контролем всех инженерных систем, энергопотребление на 10% ниже, чем на стандартной автозаправке.

Тему «умных» АЗС продолжил генеральный директора ТД «Смарт-технологии» Артём Скворцов. *«Мы первыми в России построили в 2004 г. “умную”, автоматизированную АЗС. А в 2007-м появился, как известно, айфон и началась эра медиаконтента в Интернете, социальных сетях. Вот мы и подумали, почему бы смартфону не быть полезным клиенту АЗС. Ведь недаром же мобильным Интернетом активно пользуются 91,4 млн человек»*, – рассказал А. Скорцов. При помощи смартфонов можно организовать систему оповещения водителей об услугах АЗС. Такие системы в мире уже существуют – Fill up and go! в Британии или система для сетей Shell в Австралии.

Информационная революции пришла и в Россию. Уже 1750 АЗС подключены к системе «Бензубер», ещё 3257 бензоколонок ждут подключения. Мобильный мониторинг помогает лучше ориентироваться в потребностях и пожеланиях клиентов. Учитывая разнообразие вкусов, интересов и возрастные особенности, данное приложение помогает водителям экономить до 6 часов рабочего времени в месяц!

Гендиректор компании «АйТи-Ойл» Александр Федин также посвятил выступление внедрению информационных технологий на АЗС. К примеру, сейчас компания занимается комплексной автоматизацией сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС), входящих в структуру ООО «Газпром газомоторное топливо» и расположенных в 50 регионах страны.

А менеджер Samsung по развитию корпоративного бизнеса Кирилл Короткин рассказал о перспективах внедрения систем «цифровой вывески» – Digital Signage.

Образовался целый четырёхугольник опорных подразделов этой работы: видеостенка – дисплеи для меню-бордов – специальные решения – интерактивные дисплеи.

«Как поймать мошенника на АЗС с помощью нейронной сети?» – такова была тема доклада Сергея Редько, главы направления «Бизнес-аналитика» в SAP CIS. Он рассказал о том, как менеджер одной топливной компании обманул 700 автовладельцев на недоливе! А один хакер взломал электронную защиту бензоколонок и «слил» в свою пользу 2 тыс. литров горючего. Порою вместо дизеля на АЗС в баки машин заливают судовое топливо. В ряде регионов недоливы горючего столь участились, что в январе 2018 г. этим вопросом занялась ФСБ. В таких условиях важно улучшать методику выявления «аномалий». Надо переходить на адресную тактику – определять истинных виновников, которых, как правило, немного. С этой целью используются «признаки-детекторы» тех рабочих смен, которые, судя по всему, нечисты на руку. В календари следственных мероприятий введены так называемые скользящие окна проверок. То есть деятельность не вызывающих доверия смен проверяется сначала через 7 дней, потом через 14, а затем через 30. С использованием нейросетей выявляются порочные поведенческие модели и на основе этого принимаются соответствующие кадровые решения.

Кадрам в эпоху цифрового сервиса, а также инноваций при их подборе и обучении своё выступление посвятила и представитель компании EY Алина Зосимович. Она отметила, что сегодня интернетом пользуется 73% россиян, или 120 млн человек. К тому же около 60% граждан имеют доступ к мобильному интернету. А вот прирост числа смартфонов пока не превысил 5% в год. Поэтому пока рано прощаться с общением с глазу на глаз. От обезличенного подхода надо вернуться, причём на качественно новом уровне, к человекоориентированному, человекоцентричному сценарию трудоустройства. Именно такой подход помогает многим автозаправочным сетям снизить текучесть кадров, увеличив среднее «время удержания» сотрудника в коллективе на 20%.

Не бензином единым

Возвращаясь к вопросу о марже АЗС, нелишне обратиться к иностранному опыту. Как известно, за рубежом в ряде слу-

чаев топливный бизнес, по сути, работает с нулевой доходностью, а прибыль получает от реализации сопутствующих товаров и услуг. То есть бензин и дизель – это лишь способ привлечь клиентов, которые совершают покупки различных товаров в магазинах при АЗС или обедают там в уютных кафе. Безусловно, такой подход надо развивать и в России.

В ходе конференции представитель компании Modern-Expo Виталий Маркевич рассказал, как за счёт удобства питания и новизны дизайнерских подходов прирастить «нетопливную часть» бизнеса АЗС на 20%.

Сегодня на многих бензоколонках появились «форкорты» (forecourts) – выдвинутые на авансцену магазины площадью не более 400 м^2. Лидеры в сфере создания таких торговых точек – сети заправок «Подсолнух» (бренд «Роснефти»), «Газпром нефти» и «ЛУКОЙЛа». При этом в таких торговых точках тоже используются «умные» технологии на основе искусственного интеллекта и с учётом потребительской психологии. Так, если в обычном супермаркете клиенты готовы постоять в очереди перед оплатой покупок, то на бензоколонке человек становится другим. Он спешит, думая об оставленной машине и о дальнейшем пути. 73% клиентов считают кассы самыми болевыми, а то и нежелательными точками, посещения которых лучше всего избегать. Эти и другие глубоко изученные особенности помогают в правильной настройке работы «форкортов».

Развитию «нетопливного бизнеса» будет способствовать и предлагаемый «Автодором» план создания многофункциональных зон на «обочинах» дорог. Как рассказал уже упоминавшийся представитель «Автодора» Александр Умеренков, в таких центрах обслуживания автомобилистов намечено открывать как традиционные, так и электрозаправки, кафетерии, душевые, игровые площадки и, возможно, отели. Проект предусматривает даже строительство в таких зонах… вертолётных площадок, в частности – для посадки медицинских вертолётов, в случае необходимости оказания неотложной помощи кому-либо из участников дорожного движения. Многофункциональные зоны сервиса уже создаются на автомагистрали М-11 (Москва – Санкт-Петербург).

О маркетинговых хитростях, позволяющих поддержать бизнес АЗС за счёт реализации сопутствующих товаров, рассказал и генеральный директор компании Costa Express Россия Олег Ковалёв. Был разработан целый пакет решений в сфере сервиса, учитывающий такие «мелочи», как декор, освещение, меню, стилевые походы. И сегодня эта модель работает на 9 тыс. АЗС по всему миру. О. Ковалёв поделился некоторыми, казалось, незначительными секретами, которые позволяют повысить выручку на АЗС: *«На основе тщательных социологических опросов мы поняли: печатать на рекламных плакатах для торговых помещений те или иные призывы только большими буквами – неверно. Видя перед собой ослепляющие фразы мегавеличины, люди могут ненароком подумать, что, обращаясь к ним, вы всё время кричите!»*

В своём докладе представитель компании «Subway-Россия» Олег Протопопов уделил внимание непрофильному бизнесу: *«Не стану преувеличивать, но мы можем привлечь сравнительно небольшой потребительский трафик на ваши АЗС. Но заметьте: это точно будет именно дополнительный трафик, который не дано стимулировать иными способами. У корпорации Subway в этом смысле – высокая репутация. Это известный международный бренд и крупнейшая франчайзинговая сеть на рынке fast food – свыше 40 тыс. ресторанов. На заправках та же Subway имеет 4600 точек, из которых на Россию приходится пока сравнительно немного – 37 единиц. Их разместили на своих бензоколонках "ЛУКОЙЛ", "Башнефть", ЕКА и т. д. Типовые образцы "питания на ходу" часто именуются "однорукой едой". Сэндвичи и многое другое выручают голодного водителя за рулём. Узнаваемость фирменной марки, низкие списания и потери по итогам дня, доступность полного меню в любой момент работы АЗС, экономное потребление воды и электричества, гибкий дизайн помещений, отсутствие необходимости горячей кухни и расторопность работников-универсалов – всё это далеко не стопроцентный перечень плюсов»*.

Такой подход к бизнесу, как уже отмечалось, подтверждается международным опытом. Об этом рассказала Елена Фабер, представитель компании Circle K (принадлежит норвежской Equinor, бывшей Statoil). Даже при акценте на качество топлива экономика АЗС данной компании организована так, что нетопливные блоки бизнеса полностью перекрывают сумму операционных затрат на содержание станций.

Представитель холдинга L & Land Владимир Митрофанов рассказал о перспективной модели выстраивания бизнеса, которая уже используется в трёх крупных заправочных сетях (около 50 станций) на Северо-Западе России. Бензоколонки оставляют за собой топливную часть бизнеса, а остальные компетенции берёт на себя L & Land. Это и консалтинг, и подбор ассортимента, и контроль за персоналом, и касса (с оплатой как топлива, так и других товаров). Иными словами, наметилось движение к тому, о чём в России говорят пока мало, – к появлению на АЗС отдельного розничного оператора, способного в полтора раза поднять прибыльность нетопливного сегмента.

В свою очередь, глава Центра технологий конкуренции Евгений Коротин рассказал о новых технологиях стимулирования реализации товаров и услуг. По его мнению, вполне возможно на 50% увеличить нетопливный оборот любой АЗС, расположенной на большой трассе. При этом, однако, надо проявить реализм: 70% покупателей любой сети АЗС приобретают товары, услуги ещё и у её конкурентов. Причём в значительных объёмах. Что это означает для «придорожной» торговли? Необходимо отслеживать модели поведения и спроса во всех сетях региона одновременно. Надо заменить непомерные расходы на безадресную и обезличенную рекламу новым принципом. Его суть – нацеленность на активные и наиболее многочисленные категории покупателей в нужный момент и в нужном месте.

К примеру, представим себе знойное июльское утро и густой автомобильный поток не водителей-одиночек, а целых семей в сторону реки, озера или моря. Почему бы вовремя не направить на их смартфоны, как и на дисплеи АЗС, предложение – купить пару брикетов лучшего мороженого с хорошей скидкой. Причём за обеспечение «адресности» такой рекламы заплатит сам же поставщик. Ведь для него важны объёмы реализации. В результате будут довольны все: и нефтяная компания, и её партнеры на АЗС, и покупатель, получивший действительно ценную подсказку.

Идеи необходимости развития нетопливного бизнеса на АЗС, высказанные участниками конференции, находят отклик и среди топ-менеджмента ведущих нефтегазовых корпораций. Так, недавно глава «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов признал в беседе с журналистами допустимость возврата торговли слабоалкогольными напитками на АЗС. Комментируя его позицию, СМИ пишут: это поможет сгладить воздействие скачков цен на бензин, а заодно и систематизировать сбыт данного вида продукции. Такое решение поспособствует росту маржи розничного рынка. Актуальность данной инициативы ещё больше возрастает в связи с тем, что уже сегодня вокруг многих заправочных комплексов на трассе продают некачественный алкоголь. ■

Конференции компании EPC в России и странах СНГ в 2019 году

EPC
Euro Petroleum Consultants

SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS

Техническая конференция: перспективы развития активов и манифест лидерства «ЛУКОЙЛ» в области переработки
20-21 марта, Нижний Новгород
ПАРТНЕР ЛУКОЙЛ

Развитие нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств Республики Беларусь
23-25 апреля
г. Мозырь, Республика Беларусь
ПАРТНЕРЫ БЕЛНЕФТЕХИМ

Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ
19-20 июня
Сочи, Горки Город

GTCC
Газ и химия - 4-я технологическая конференция и выставка России и стран СНГ
16-17 сентября, Москва

RPTC
18-я Конференция и выставка по технологиям нефтехимии России и стран СНГ
17-18 сентября, Москва

RRTC
19-я Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ
19-20 сентября, Москва

RU-CAT
2-я конференция России и стран СНГ по технологиям катализа
18-19 ноября, Сочи

Op-Ex Russia & CIS
6-я Конференция по операционной эффективности в нефтегазохимической промышленности
20-22 ноября, Сочи
ПАРТНЕРЫ Газпром нефть Стремимся к большему! РОСНЕФТЬ

РЕКЛАМА

www.europetro.ru | +7 (495) 517 77 09 | moscow@europetro.com

Новые первопроходцы ледяного континента

Масла и смазки ЛУКОЙЛ помогли осуществить первый в мире автономный автопробег через Антарктиду

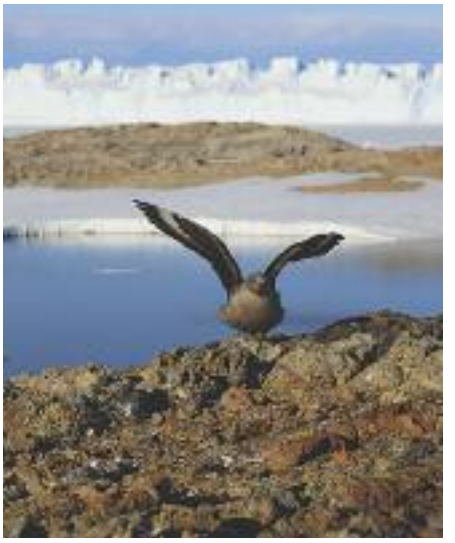
Владимир ИГОРЕВ

В преддверии двухвекового юбилея кругосветной экспедиции Лазарева и Беллинсгаузена, русских первооткрывателей «ледяного материка», кинокомпания «РД Студия» провела этой зимой уникальные съёмки материалов для документального фильма «Антарктида. 200 лет открытий». Экспедиция из семи человек под началом Валдиса Пельша, известного телеведущего, музыканта и экстремала, пересекла на двух автомобилях-вездеходах сразу три полюса – Южный полюс Земли, полюс Холода и полюс Недоступности. Подобного перехода раньше не совершал никто.

Три полюса за 34 дня

«У нашей команды есть принцип, от которого мы никогда не отступаем. Нельзя снимать кино про Эверест, сидя в Москве, нельзя делать настоящее кино про большую белую акулу в океанариуме. Равно нельзя снимать и фильм про Антарктиду, если ты не прошёл своим путём через этот континент. Надо понять, почувствовать ауру места и атмосферу событий. Так ты будешь честен и с собой, и со зрителем», – рассказывает Валдис Пельш.

Чтобы формально совершить трансантарктический переход, достаточно проехать 1400 с небольшим километров. Экспедиция усложнила себе задачу. Выбрала максимально длинный маршрут, посетив точки практически всех полярных станций, действующих и закрытых. Для того чтобы собрать ценный видеоматериал, экспедиция за 34 дня проделала путь в 5519 км на вездеходах «Емеля». Это особенные автомобили-амфи-



бии с колёсной формулой 6х6, оснащённые турбодизельным двигателем Toyota 3CT. Машины были собраны вручную конструктором и путешественником Василием Елагиным, одним из непосредственных участников похода.

Надёжность работы техники в экстремальных условиях во многом зависела от горюче-смазочных материалов. Выбор именно «ЛУКОЙЛа» как производителя топлива, масел, смазок и автохимии с уникальными низкотемпературными и защитными свойствами себя оправдал. Двигатель, трансмиссия, система охлаждения, ступичные подшипники – эти и другие системы, где работали продукты под брендом «ЛУКОЙЛ» и Teboil (ведущий финский бренд принадлежит российской компании), помогли вездеходам пройти маршрут практически безупречно.

Испытание на прочность

«Бывалые полярники нас предупреждали: “Никуда вы не доедете. Не расстраивайтесь. Раньше сломаетесь, раньше вас вытащим оттуда. Чем дальше заползёте на ледяной купол, тем сложнее вас будет доставать. А доставать вас точно придётся”. Как мы потом узнали, “ставки” против нас были двадцать к одному. Чем ближе было начало экспедиции, тем больше сомнений нас посещало. Но все трудности оказались преодолимыми. На третий день экспедиции мы упёрлись в склон, который не смогли взять с ходу. Перегруженные в два раза машины просто не тянули. Мы везли с собой всё – запас чистой одежды, еду, запчасти, оборудование для съёмок и связи и на тот момент 4 т топлива в бочках на прицепах! Решение пришло сразу: частями завезли всё на вершину подъёма, снова загрузились и продолжили путь. Да, впоследствии были мелкие поломки. Например, отрывалось крепление прицепа: металл от холода и нагрузок становился хрупким, рвались пыльники. Но Василий Елагин и два механика-водителя – Алексей Макаров и Владимир Обиход – постоянно следили за исправностью автомобилей», – вспоминают Валдис Пельш и Кристина Козлова – режиссер «РД Студии», единственная женщина-участник проекта.

Скорость вездеходов колебалась в пределах 5–20 км/ч, и движение это было отнюдь не плавное. Здешний климат не только самый холодный, но и самый ветреный на планете. Сильные потоки воздуха вытачивают на затвердевших сугробах заструги, плотные гребни. С высоты полёта съёмочного квадрокоптера типичный рельеф антарктической равнины для зрителей покажется причудливым морозным узором на стекле. Но для путешественников движение по такой поверхности вызывало ассоциации с «ледяной стиральной доской». И это было настоящим испытанием на прочность и для людей, и для машин.

Самое медленное движение наблюдалось в прибрежных зонах, где наибольший риск встречи с ледниковыми трещинами, занесёнными «снежными мостами». Глубина таких трещин может достигать даже десятков и сотен метров. Чтобы избежать падения вездехода, один из участников экспедиции (с альпинистской страховочной верёвкой, прикреплённой к бамперу автомобиля) всё время осторожно шёл впереди, про-

Василий Елагин, создатель вездехода «Емеля» (справа), и механик Владимир Обиход

щупывая шестом снег. Давление массивной шины вездехода на снежную поверхность примерно равно давлению стопы обычного человека. Там, где пройдёт он, проедет и машина.

Путь мировых рекордов

Около 70% маршрута пролегло по настоящей ледяной целине – в стороне от «проторённых» тракторно-санными поездами дорог. Перепад высоты над уровнем моря по ходу продвижения постепенно менялся от 100 м у полярной станции Новолазаревская на Севере континента до 3500 м у станции «Восток», расположенной вблизи Южного геомагнитного полюса Земли.

Аномально малое давление и низкое содержание кислорода в воздухе на большой высоте сказываются и на человеке, и на технике. У человека могут возникать приступы удушья, головные боли, носовые кровотечения. Машина же теряет мощность, и увеличивается расход горючего и масла. Днём путешественники могли рассчитывать на тепло радиатора. На ночь двигатели вездеходов глушились – в столь длительном автономном путешествии экономия ГСМ просто необходима. Круглосуточное антарктическое солнце через стёкла несколько прогревало кабины машин, но утром температура внутри была –10 ^{0}C (и –40 ^{0}C снаружи). Тёплая одежда и спальные мешки помогали людям справиться с этой проблемой. Машинам «проснуться» и завестись утром помогали арктическое топливо ДТ-А-К5 и масла «ЛУКОЙЛ».

Операторская и режиссёрская работа группы велась ежедневно. По мере продвижения команда выпустила в эфир 17 увлекательных репортажей для «Первого канала». Но основному массиву видео – интервью с полярниками, съёмкам заброшенных и действующих станций, исследовательской деятельности учёных, видео потрясающей красоты пейзажей и животного мира – суждено быть обработанным уже в тёплой московской студии. Более 60 часов съёмок, дополненных многочисленными историческими архивными материалами, должны воплотиться ближе к концу 2019 г. в документальное кино – «Антарктида. 200 лет открытий».

Уникальный пробег, предпринятый для создания фильма, – самое продолжительное в истории автомобильное путешествие через «шестой континент». А это значит, что топливо, масла и смазки «ЛУКОЙЛ» – тоже мировые рекорд-смены!

Экстремальный «ЛУКОЙЛ»

На протяжении всего путешествия с моторным маслом GENESIS POLARTECH 0W-40 (с марта 2019 г. переименовано в GENESIS ARMORTECH 0W-40) двигатели вездеходов работали безупречно. Вместе с предварительной подготовкой вездеходов к пробегу в течение двух месяцев – тренировками в горах Среднего Урала – общий пробег «Емелей» с моторным маслом GENESIS составил около 10 тыс. км.

Основа этого масла для северных широт – полиальфаолефиновый базовый компонент и базовое масло группы III+. Ключевые преимущества «полярного ГЕНЕЗИСа» – рекордная температура застывания (–52 ^{0}C) и прокачиваемость, которая более чем в два раза выше требований международного стандарта SAE. Продукт обеспечивает лёгкий пуск двигателя при экстремально низких температурах. Учитывая, что в целях экономии топлива двигатели вездеходов на ночёвку глушились, эти качества масла пришлись как нельзя более кстати.

Полностью синтетическое трансмиссионное масло Teboil Hypoid SAE 75w-90 T/M 4/5 уровня API GL-4/5 предназначено для смазывания трансмиссий легкового и грузового транспорта. Этот продукт «с запасом» отвечает требованиям механической пятиступенчатой передачи и редукторов мостов вездеходов. Он обеспечивает надёжную работу трансмиссии в широком диапазоне рабочих температур и нагрузок.

Выбор антифриза для работы радиатора при сверхнизких температурах – непростая задача. Важно, чтобы спецжидкость надёжно защитила систему охлаждения от возможных повреждений. Teboil Glycold XL, концентрат антифриза премиум-класса, разработанный на основе моноэтиленгликоля, оправдал ожидания.

Для ступичных подшипников вездеход получил смазку ЛУКОЙЛ СИНТОФЛЕКС 2-100. Это – синтетическая пластичная смазка, эксплуатируемая в широком температурном диапазоне, а также при высоких скоростях, например, в подшипниках электродвигателей и генераторов, где требуется низкий коэффициент трения, отсутствие износа и длительный срок службы «без досмазывания». Она обладает высокими защитными характеристиками, динамической лёгкостью, способна работать в очень широком диапазоне (от –50 ^{0}C до +180 ^{0}C). Уникальный продукт на основе синтетических базовых масел, комплексного литиевого загустителя и современного пакета присадок – новейшая разработка компании. ■

ПЛАСТИЧНЫЕ СМАЗКИ

Неотъемлемая часть современного узла трения

ЛУКОЙЛ

Отличные низкотемпературные характеристики даже в Антарктиде.

Длительный срок службы

Благодаря уникальному составу смазку можно применять в качестве полноресурсной смазки в подшипниках.

Антикоррозионные свойства

Смазка защищает узел от внешней среды.

ЛУКОЙЛ СИНТОФЛЕКС 2-100

Техническая поддержка:
Тел.: **+7 (495) 981-79-45**, e-mail: **Grease.Support@lukoil.com**
www.lukoil-masla.ru

РЕКЛАМА

Нефтяные ладьи

Танкерный флот остаётся главным средством транспортировки нефтяных грузов на дальние расстояния

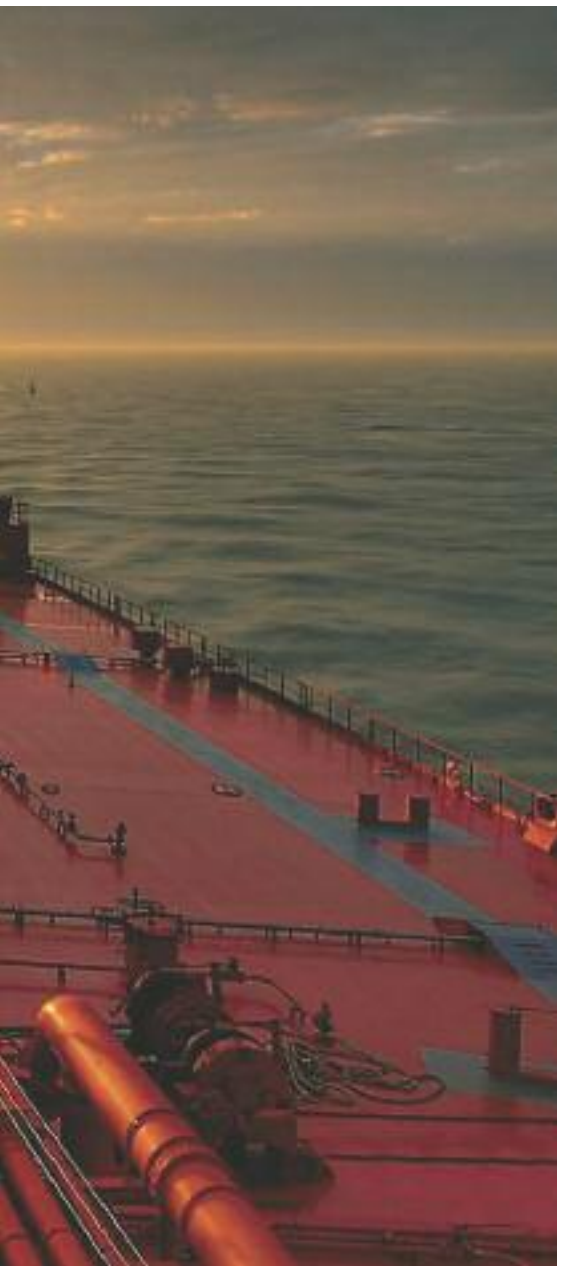
Евгений ХАРТУКОВ,
профессор Московского государственного института (университета) международных отношений МИД России (МГИМО)

Крупнейшие компании-владельцы нефтяных танкеров обеспечивают львиную долю мировой торговли нефтью. Эти суда ежегодно перевозят сотни миллиардов баррелей.
Несмотря на то что нефтяные танкеры существуют с 1850 годов, супертанкеры «вошли в моду» после 1950-х. В тот период Суэцкий канал был временно закрыт и стало понятно, что более крупные суда экономически эффективнее при транспортировке сырья (прежде всего, вокруг африканского мыса Доброй Надежды).
Что же представляет собой сегодня мировой рынок танкерных перевозок?

Немного истории

Технология транспортировки нефти развивалась вместе с нефтяной промышленностью. Первая коммерческая эксплуатация нефтяных запасов восходит к производству парафина Джеймсом Янгом в 1850 г. В начале 1850-х нефть начала экспортироваться из Верхней Бирмы, тогда британской колонии. Масло в глиняных сосудах переправляли на берег реки, где затем выливали в трюмы судов для транспортировки в Великобританию.

В 1860-х месторождения Пенсильвании стали крупным поставщиком нефти



и центром инноваций. Первоначально для перевозки сырья использовались лодки и баржи, транспортировка осуществлялась в деревянных бочках по 40 галлонов (150 л). Но такая технология имела несколько проблем. Первая из них – это вес: стандартная пустая бочка весила 64 фунта (29 кг), что составляет 20% от общего веса полной тары. Другая проблема – большие расходы на приобретение бочек. К тому же они имели склонность к протечке и обычно использовались только один раз. Затраты были значительными. Например, в первые годы существования российской нефтяной промышленности на бочки приходилась половина себестоимости добычи нефти.

В 1863 г. на реке Тайн в Англии построили два парусных танкера. В 1873 г. последовал первый нефтяной пароход Vaderland, который построили компания Palmers Shipbuilding and Iron Co. для бельгийских частных судовладельцев. Использование судна было прекращено американскими и бельгийскими властями, которые ссылались на некие соображения безопасности. К 1871 г. в нефтедобывающих районах Пенсильвании ограниченно использовали нефтяные баржи и железнодорожные цистерны цилиндрической формы, подобные тем, что применяются сегодня.

В 1873 г. братья Артемьевы, владельцы парусных судов, перевозивших нефть из Баку в Астрахань, приспособили шхуну «Александр» под транспортировку нефти. На судне были устроены особые ящики для налива примерно 80 т сырья. Между стеками ящиков и бортами был оставлен воздушный промежуток. Выгрузка нефти осуществлялась с помощью ручного насоса. В том же году Артемьевы построили баржу с такими же ящиками для перевозки нефти с Астраханского рейда вверх по Волге.

Примеру братьев Артемьевых последовали другие предприниматели, а также пароходное общество «Кавказ и Меркурий». В 1890 г. на Волге эксплуатировалось уже около 800 нефтеналивных барж. К 1907 г. число металлических и деревянных нефтяных барж достигло здесь 1500. Многие из них имели грузоподъёмность до 8 тыс. т, при этом транспортировка нефти наливом по сравнению с использованием бочек почти в три раза удешевила перевозку.

Современный нефтяной танкер был разработан в период с 1877-го по 1885 г. В 1876 г. Людвиг и Роберт Нобели, братья Альфреда Нобеля, основали в Баку предприятие Branobel (сокращение от Brothers Nobel). В конце XIX в. это была одна из крупнейших нефтяных компаний в мире.

Людвиг Нобель стал пионером в разработке ранних нефтяных танкеров. Сначала он экспериментировал с перевозкой сырья наливом на баржах с одним корпусом. При этом он столкнулся с рядом проблем. Главной задачей было держать груз и выделяемые им пары подальше от машинного отделения, чтобы избежать пожара. Другие проблемы сводились к возможности расширения и сжатия груза из-за изменений температуры, а также были связаны с необходимостью вентиляции нефтяных резервуаров.

По заказу товарищества «Братья Нобель» в 1876 г. в Швеции построили первый в мире пароход «Зороастр», специально предназначенный для перевозки нефтегрузов наливом. «Зороастр» – это железный пароход водоизмещением 400 т, имевший чистую грузоподъёмность 242 т. Нефть наливалась в восемь отдельных цилиндрических цистерн, вставленных в корпус. Впоследствии они были сняты и груз перевозили наливом непосредственно в корпусе. Паровая машина и котёл, работавший на жидком топливе, размещались в средней части судна. Один танк располагался впереди машинного отделения, а другой – в кормовой части. Корабль также имел 21 вертикальный водонепроницаемый отсек для дополнительной плавучести. Общая его

длина составляла 56 м, ширина – 8,2 м, осадка – 2,7 м. В отличие от более поздних нобелевских танкеров, конструкция «Зороастра» была достаточно малогабаритной, что позволяло ему ходить из Швеции на Каспий через Балтийское море, Ладожское и Онежское озёра, Рыбинский и Мариинский каналы и Волгу.

Сразу после «Зороастра», в 1898 г., были построены ещё два парохода – «Норденшельд» и «Будда», – куда нефть наливалась в два выделенных в корпусе танка и в три вкладные цистерны.

В 1881 г. по заказу фирмы «Братья Нобель» построили два нефтеналивных парохода – «Калмык» и «Татарин» – грузоподъёмность 650 и 820 т соответственно. На этих судах уже не было цилиндрических цистерн, а трюмное пространство разделялось переборками на ряд отсеков. В переборках были устроены отверстия, закрывавшиеся клинкетами. Из каждого отсека выводились газоотводные трубы.

В 1882 г. в Финляндии был построен пароход «Спаситель». Его машинное отделение размещалось в корме и отделялось от грузового пространства коффердамом (узким непроницаемым отсеком). Диаметральная и три поперечные переборки образовывали грузовые танки общей вместимостью 450 т. Устроенное под машинным отделением двойное дно использовалось как топливная цистерна.

Первым судном, специально предназначенным для экспортных поставок русской нефти, был черноморский танкер «Свет», построенный в 1885 г. в Швеции. Судно имело два коффердама, продольную и поперечную переборки. Между корпусом и стенками вкладных цистерн оставлено свободное пространство, где проложили трубы для выкачки груза.

В следующем 1886 г. в Англии построили танкер Gluckauf дедвейтом 3 тыс. т. Это первое судно, зарегистрированное «Ллойдом» как нефтеналивной пароход. Принятая на этом судне конструкция корпуса с диаметральной переборкой, расширительной шахтой и летними цистернами явилась прообразом конструктивного оформления танкеров, строившихся в течение следующих 50 лет.

Это был первый в мире корабль, на котором нефть можно было закачивать прямо в корпус, а не загружать в бочки или барабаны. Это был также первый танкер с горизонтальной переборкой. Он снабжён грузовыми клапанами, работающими с палубы, магистральным грузовым трубопроводом, паропроводом, коффердамами для дополнительной безопасности. Также он имел возможность наполнения балластного танка морской водой, когда груза нет.

Gluckauf купил Вильгельм Ридеманн, агент Standard Oil Company. После того как судно было потеряно в 1893 г. из-за тумана, компания приобрела родственные корабли.

В 1883 г. конструкция нефтяного танкера сделала большой шаг вперёд. Работая на нобелевскую компанию, британский инженер-полковник Генри Ф. Свон спроектировал три танкера. Вместо одного или двух больших трюмов в конструкции Свона использовалось несколько трюмов, которые охватывали ширину или луч судна. Они были разделены продольной переборкой. Более ранние конструкции сталкивались с проблемой устойчивости. Болтание перевозимого груза из стороны в сторону могло привести к опрокидыванию судна. Разделение пространства на более мелкие резервуары практически исключило данный риск. Такой подход, почти универсальный сегодня, впервые был использован на нобелевских танкерах Blesk, Lumen и Lux.

В 1880-е начались поставки нефти в Азию. Так, бизнесмен Маркус Самуэль и судовладелец Фред Лейн выдвинули идею транспортировки российской неф-

Табл. Классификация танкеров по дедвейту

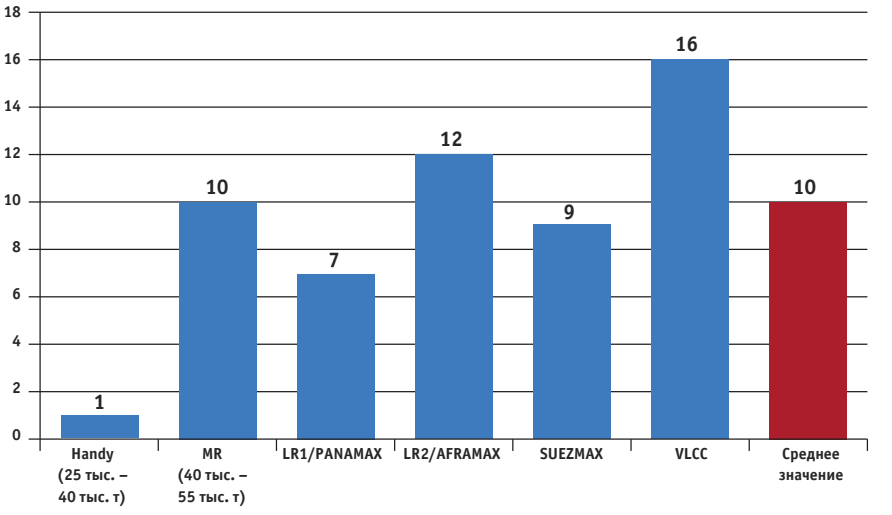
Класс	Длина, м	Ширина, м	Осадка, м	Дедвейт, т
Product/Coastal/ ShattleTanker				10000–24999
General Purpose (GP)				6000/10000–60000/ 24999
Handy (size)				25000–39999
Medium Range (MR)				25000–44999
Handymax	150–200			35000–60000
Large Range 1 (LR1)	205/320 (max)	29/34 (max)	16/12	45000–79999
Panamax				60000–80000
Large Range 2 (LR2)				80000–119999 / 159999
Seawaymax	226	24	8	
Aframax	245	34	20	80000–120000
Suezmax	285	45/70	23	125000–179999/120000–200000*
Capesize				> 150000
VLCC	330	55	28	200000/160000–319999/320000
V-Plus				> 440000
ULCC	415	63	35	320000–549999 /550000

* Максимальная пропускная способность Суэцкого канала, но в отдельных случаях канал может пропускать суда и больших размеров.
Источник: комбинация шкалы AFRA и рыночной шкалы с дополнениями и комментариями автора.

ти на Дальний Восток через Суэцкий канал. Все предыдущие заявки на перевозку нефти данным маршрутом были отклонены компанией Суэцкого канала как слишком рискованные. Маркус Самуэль подошёл к проблеме по-другому: запросил у компании спецификацию танкера, который она пропустит через канал. Затем он заказал три танкера у британской William Gray & Company. Судна, названные Murex, Conch и Clam, имели грузоподъёмность 5010 т каждое. Они стали первыми танкерами компании Tank Syndicate, предшественницы сегодняшней Royal Dutch Shell.

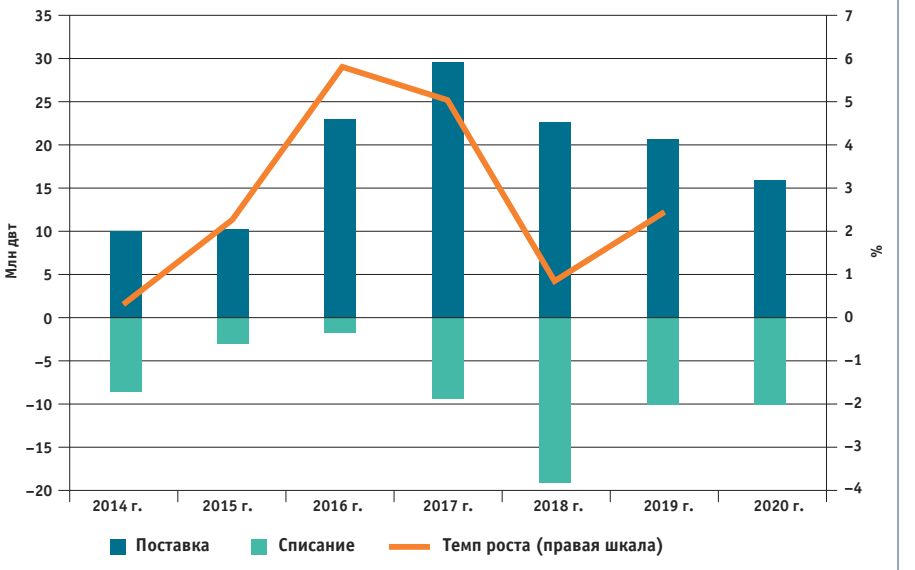
Имея активы в Джакарте, Сингапуре, Бангкоке, Сайгоне, Гонконге, Шанхае и Кобе, молодая компания Shell была готова стать первым претендентом на азиатский рынок. В августе 1892 г. танкер Murex первым прошёл через Суэцкий канал на Дальний Восток, в Таиланд. К моменту объединения Shell с Royal Dutch Petroleum (1907 г.) у компании было 34 паровых нефтяных танкера. У Standard Oil – лишь четыре, а в целом по миру насчитывалось 16 парусных танкера.

Рис. 1. Мировой портфель заказов на строительство нефтяных танкеров по состоянию на начало 2018 г., % от дедвейта существующего танкерного флота



Источник: Global Maritime Hub.

Рис. 2. Ежегодные поставка, списание и темпы роста дедвейта мирового флота нефтяных танкеров в 2014–2020 гг., млн двт и %



Источник: Clarksons.

Классы танкеров

Сегодня нефтяные танкеры перевозят широкий спектр углеводородных жидкостей, начиная от нефти и заканчивая нефтепродуктами. Их мощность измеряется в метрических тоннах собственного веса (DWT, или двт). Это показатель грузоподъёмности судна, включая бункерное топливо, пресную и балластную воду, экипаж и провизию.

В мировом танкерном флоте выделяется несколько групп. Первая из них – танкеры водоизмещением до 50 тыс. т., перевозящие нефтепродукты и неагрессивные химические грузы. Суда дедвейтом до 10 тыс. т заняты транспортировкой малых партий на коротких прибрежных линиях. Танкеры дедвейтом 10–50 тыс. т перевозят нефтепродукты крупным потребителям. Суда дедвейтом 20 тыс. т предназначены для арктического плавания, они обеспечивают круглогодичную перевозку грузов, имеют ледопроходимость до 0,5 м.

Вторая группа танкеров – типа Panamax водоизмещением 50–70 тыс. т. Они перевозят нефть и нефтепродукты и способны проходить через Панамский канал.

Третья группа – тип Aframax. Типичный танкер Aframax 1980 годов постройки имеет водоизмещение, близкое к 80 тыс. т, вместимость танков (грузовых отсеков) около 100 тыс. м^3, длину 230–240 м, ширину 42–44 м, осадку 12 м. К 2000 г. танкеры типа Aframax имели длину 240–245 м, ширину 41–43 м, вместимость танков 110–120 тыс. м^3.

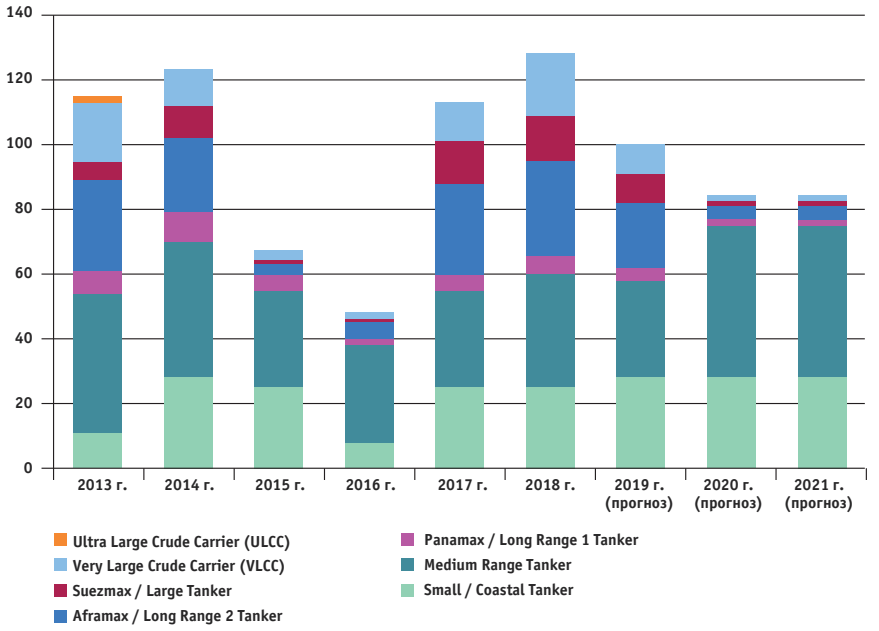
Четвёртая группа – танкеры типа Suezmax водоизмещением 140–160 тыс. т. Они также способны проходить Суэцкий канал.

Пятая группа – наиболее крупные танкеры (VLCC) водоизмещением до 300 тыс. т и более. Общий дедвейт этих судов составляет около половины дедвейта всего танкерного флота.

Существует и классификация танкеров в зависимости от дедвейта:

- GP (General Purpose) – малотоннажные танкеры (6000–16499 двт), используемые для специальных перевозок, в том числе битумов;
- GP – танкеры общего назначения (16500–24999 т), они служат для транспортировки нефтепродуктов;
- MR (Medium Range) – среднетоннажные танкеры (25000–44999 т), которые применяются для доставки нефти или нефтепродуктов;

Рис. 3. Ежегодное списание нефтяных танкеров в мире в 2013–2021 гг., ед.



Источник: TRR.

• LR1 (Large/Long Range1) – крупнотоннажные танкеры 1 класса (45000–79999 т), используемые для перевозок тёмных нефтепродуктов;

• LR2 – крупнотоннажные танкеры 2 класса (80000–159999 т);

• VLCC (Very Large Crude Carrier) – крупнотоннажные танкеры 3 класса (160000–320000 т);

• ULCC (Ultra Large Crude Carrier) – супертанкеры (более 320000 т), необходимые для транспортировки нефти с Ближнего и Среднего Востока до Мексиканского залива (см. табл.).

Нефтяные танкеры меньшего размера (до 80 тыс. т) используются для перевозки нефтепродуктов и ходят исключительно вдоль берегов.

Загрузка верфей падает

Строительство нефтяных танкеров занимает от 9 до 15 месяцев. А с момента подписания контракта проходит не менее двух лет, пока судно не будет доставлено покупателю. Огромный размер танкеров предопределяет, что существует ограниченное количество верфей, способных их построить. В основном они сосредоточены в Азии, в частности в Южной Корее, Китае и Японии.

Глобальный портфель заказов на строительство танкеров в последние годы сокращался (кратковременный рост был зафиксирован лишь в конце 2017 г.). К апрелю 2018 г. размер этого портфеля в годовом исчислении уменьшился на 7%, чуть менее чем до 77 млн т (около 3 тыс. судов). Это является самым низким уровнем с 2004 г.

Заказы приходятся на 460 верфей. При этом японские верфи испытали наибольший спад заказов – в годовом исчислении на 20%, а в Южной Кореей падение составило 9%. Китайским верфям удалось стабилизировать заказы на новые танкеры, а европейские предприятия даже увеличили их на 8%.

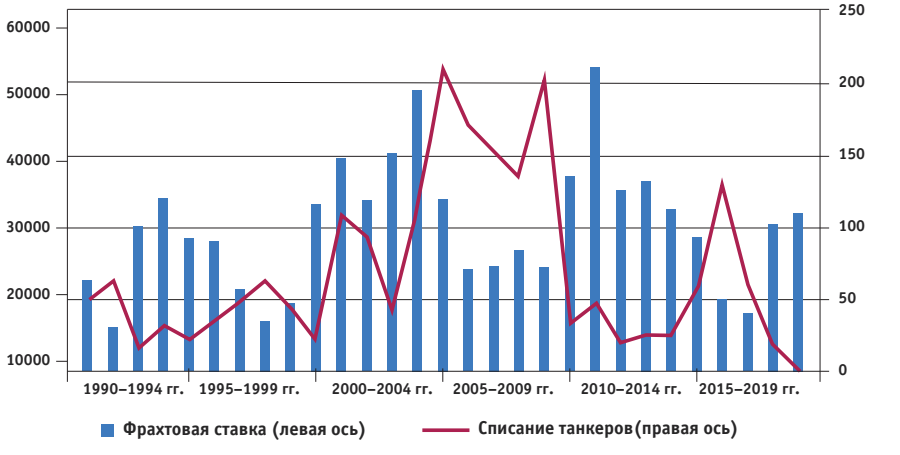
Тем не менее сокращение заказов оказало негативное влияние на мировое покрытие верфей, которое сократилось до 1,7 года по сравнению с 1,9 года в начале 2017 г. (Покрытие судоверфи – это время, необходимое для выполнения поступивших заказов при имеющихся мощностях, выраженное в годах.) Верфи, получившие новые заказы в течение последних полутора лет, сократили своё покрытие в среднем до 1,8 года, прочие – до 1,3 года. Верфи Южной Кореи и КНР несколько улучшили своё среднее покрытие в результате роста заказов в конце 2017 г. и снижения своих мощностей. В Японии покрытие продолжило более чем двухлетний спад. Верфи Европы, которые лидируют по заказам последние три года благодаря строительству больших круизных лайнеров, испытали лишь незначительное падение данного показателя.

Цена нефтяного танкера варьируется прежде всего в зависимости от его класса. Так, средняя цена нового VLCC сейчас составляет около 97 млн долларов, судна класса Suezmax – 65 млн, а танкера Aframax – 55 млн.

Кроме того, сумма контракта на строительство нового танкера зависит от ряда факторов, таких как цена на энергию, сталь, затраты на рабочую силу и доступность финансирования. Спрос на новый тоннаж также играет свою роль и может удлинить или сократить время ожидания доставки и повлиять на цену. За последние десять лет стоимость нового VLCC варьировалась от 80 до 160 млн долларов.

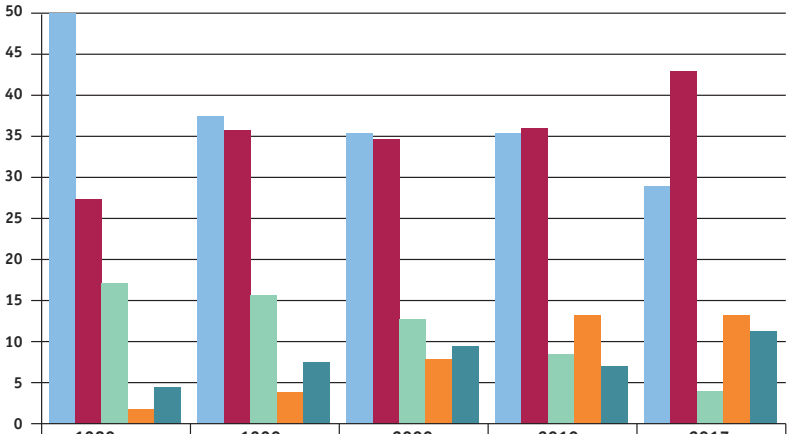
Портфель заказов на танкеры класса VLCC составляет около 16% дедвейта со-

Рис. 4. Списание нефтяных танкеров (ед.) и суточная ставка фрахта для танкеров (долл./сут) в 1990–2019 гг.



Источник: Clarksons.

Рис. 5. Распределение мирового морского флота по типам судов в 1980–2017 гг., % от общего мирового дедвейта



	1980 г.	1990 г.	2000 г.	2010 г.	2017 г.
Нефтяные танкеры	49,7	37,4	35,4	35,3	28,7
Сухогрузы	27,2	35,6	34,6	35,8	42,8
Грузовые суда общего назначения	17,0	15,6	12,7	8,5	4,0
Контейнеровозы	1,6	3,9	8,0	13,3	13,2
Прочие	4,5	7,5	9,4	7,2	11,3

И с т о ч н и к и: подсчёты ЮНКТАД по данным Clarksons, Review of Martime Transport.

временного танкерного флота (см. рис. 1). Это в значительной степени отражает предпочтение владельцев, заказывающих танкеры большего размера.

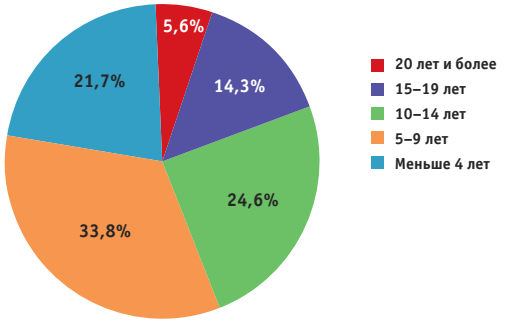
Танкеры класса LR2/Aframax имеют второй по величине портфель заказов, в основном в результате активных инвестиций в 2017 г. Тем не менее в 2018 г. инвестиции в этот сектор снова замедлились (на 12 %).

Размер мирового флота

Хотя точное количество эксплуатируемых сегодня нефтяных танкеров определить практически невозможно, по косвенным данным можно прийти к выводу, что на конец 2018 г. в мире их насчитывалось почти 15 тыс. (против 14512 на начало 2017 г.). Их суммарный дедвейт – около 661 млн двт (по сравнению с 636,4 млн двт на 1 января 2017 г.) (см. рис. 2).

Мировой флот нефтяных танкеров в 2018 г. вырос незначительно. В частности, флоты VLCC и Aframax практически не увеличивались. Это связано со слабым ростом спроса на нефть. «*В целом рынок грузовых перевозок переполнен. Ключом к более высоким доходам является очень низкий рост парка и возврат к нормализованному уровню спроса. Чем скорее, тем лучше – но требуется терпение*», – объяснил Питер Сэнд, главный аналитик Балтийского и международного морского совета (БИМКО). «*2018-й станет очередным убыточным годом для нефтяной танкерной промышленности. Отрасли, скорее всего, придётся подождать до второй половины 2019 г., прежде чем улучшение рыночного баланса вновь принесёт прибыль*», – добавил он.

Рис. 6. Распределение мирового дедвейта нефтяных танкеров по срокам службы по состоянию на начало 2018 г.



И с т о ч н и к: составлено автором на базе данных ЮНКТАД.

Озабоченность вызывает и анализ заказов на основных верфях мира, особенно на тех из них, которые способны строить крупные танкеры. «*Среднее время на сооружение танкера на ведущих верфях – 36 месяцев*, – напомнил участникам международной конференции в Лондоне в начале февраля 2019 г. президент базирующегося в Хьюстоне Американского бюро судоходства (ABS) Роберт Сомервиль. – *Это означает, что мы знаем, сколько нового тоннажа будет доставлено за этот период, и что этого будет недостаточно, чтобы обратить вспять процесс старения флота*».

Срок службы нефтяного танкера составляет в среднем 25 лет, хотя в последнее время он сократился примерно до 20 лет. Различные танкерные компании работают в соответствии с собственной политикой амортизации активов, которая предполагает эксплуатацию судна на протяжении 18–25 лет.

В 2018 г., по данным лондонской фирмы Clarksons, крупнейшего в мире судового брокера, владельцы танкеров списали 100 судов, в том числе 46 – Aframax, 34 – VLCC и 20 – Suezmax. Это был своего рода исторический рекорд, превзошедший показатели 1985 г., когда было списано 90 танкеров. Аналитическая компания Thomson Reuters Research (TRR) приводит ещё более удручающую статистику (см. рис. 3).

Уменьшение перевозок нефти ОПЕК и введение новых экологических норм заставили владельцев сокращать парк супертанкеров самыми быстрыми с 1980-х темпами. Об этом свидетельствуют данные Global Marketing Systems Inc., одного из крупнейших в мире покупателей устаревших судов на слом.

Всплеск списания судов стал следствием наихудших за последние десятилетия чартерных ставок для судовладельцев. Вместе с тем, отправка танкеров на металлолом часто помогает подготовить почву для восстановления рынка. По оценкам Morgan Stanley, к концу 2020 г. мировому флоту танкеров класса VLCC может не хватить транспортных мощностей в объёме 100 млн барр./сут. «*Это продлевает период пригодности танкеров к эксплуатации и их оборачиваемость*», – полагает аналитик нью-йоркского банка Фотис Джаннакулис. «*Чем больше вы списываете, тем больше вы*

способствуете восстановлению (рынка. – Ред.) *и ускоряете его. Рынок будет укрепляться с высоким уровнем списания даже при минимальном росте спроса»*, – подытожил он. Как это видно из рис. 4, списание танкеров на слом носит в основном экономический характер.

По данным Clarkson Research Services Ltd., средний доход для танкера VLCC снизился на 65%, составив 6159 долларов в сутки. Это является самым низким показателем, по крайней мере, с 2009 г. Владельцы танкеров явно пострадали от пакта, заключённого странами-членами ОПЕК и их союзниками во главе с Россией касательно ограничения добычи нефти.

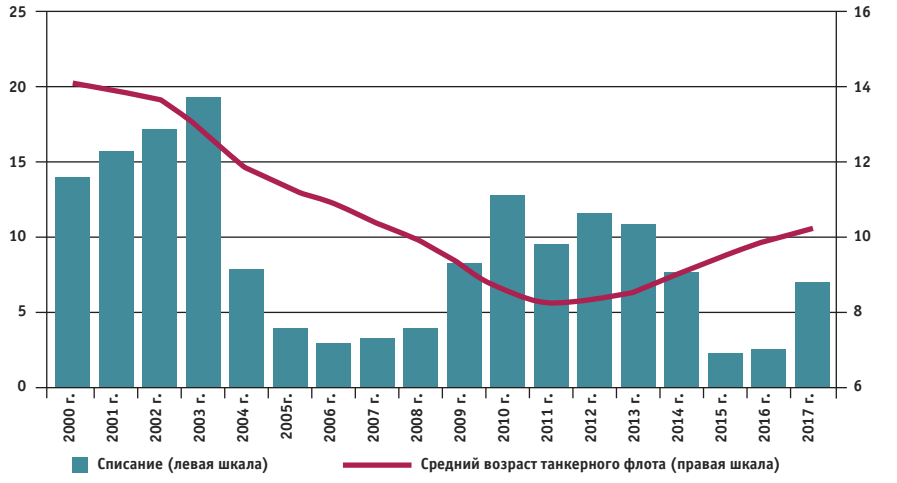
Если до начала нынешнего тысячелетия нефтяные танкеры доминировали в мировом морском флоте по тоннажу, то к сегодняшнему дню они уступили первенство сухогрузам и их доля сократилась менее чем до 30% (см. рис. 5).

В настоящее время мировой танкерный флот довольно молод – его возраст в среднем около 11 лет. По этому показателю он уступает только флотам сухогрузов и контейнеровозов, причём более одной пятой существующих в мире танкеров младше четырёх лет (см. рис. 6).

Между тем, мировой танкерный флот продолжает стареть ускоренными темпами. В 1993 г. только 12% судов имели возраст более 20 лет. Самые последние доступные данные свидетельствуют, что в настоящее время этот показатель вырос более чем до 35%. Причём почти 45% всех VLCC сейчас имеют возраст 20 лет и более.

По оценке британской брокерской фирмы Gibson Shipbrokers, в последние годы средняя продолжительность «жизни» нефтяного танкера составила по миру в целом более 10 лет по сравнению с 20 годами в 2000 г. А мировой дедвейт ежегодно списываемых танкеров в 2017 г. по сравнению с 14–19 млн т в 2000–2003 гг. равнялся менее 9 млн т (см. рис. 7).

Рис. 7. Годовое списание танкеров (млн двт) и средняя продолжительность эксплуатации мирового танкерного флота (в годах) в 2000–2017 гг.



Источник: Teekay.

(Продолжение следует) ■

XVI МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ 2019

17 мая, Москва, «Балчуг Кемпински»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ ГАЗПРОМ ОРГАНИЗАТОР RPI www.rpi-conferences.com

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2019!

РОССИЙСКИЙ ШЕЛЬФ: НОВЫЕ УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Государственные и корпоративные планы по развитию оффшорных проектов и созданию сопутствующей инфраструктуры

Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: перспективы нефтегазоносности месторождений, опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения

5 лет санкций для нефтегазовой отрасли РФ – итоги импортозамещения. Оборудование и технологические решения для реализации шельфовых нефтегазовых проектов

Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе РФ. Как достичь экономической эффективности проектов в современных российских условиях и снизить риски?

РЕКЛАМА

16 ЛЕТ ВЕДУЩЕМУ МЕРОПРИЯТИЮ ОТРАСЛИ, ЕЖЕГОДНО ПРОВОДЯЩЕМУ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ ПАО «ГАЗПРОМ»

130+ ВЕДУЩИХ ИГРОКОВ ОТРАСЛИ

20+ АВТОРИТЕТНЫХ СПИКЕРОВ ЭКСПЕРТОВ

+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32 Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru www.rpi-conferences.com

Организатор:
VOSTOCK CAPITAL

4-ый ежегодный
международный

Восточный
нефтегазовый форум

10-11 июля 2019
Владивосток

Бронзовый спонсор:
ATGS
JSC AtlanticTransgasSystem

СРЕДИ ДОКЛАДЧИКОВ И ПОЧЕТНЫХ ГОСТЕЙ

Денис Крылов
Заместитель генерального директора – Руководитель проекта «Сахалин»,
Газпромнефть-Сахалин

Леонид Бернер
Генеральный директор
АтлантикТрансгазСистема

Альфред Бекшенев
Генеральный директор,
ПИРС

Владимир Лукьянов
Генеральный директор,
РН-КрасноярскНИПИнефть

Марк Богослов
Председатель совета директоров,
TomTax

Олег Баранов
Генеральный директор,
Дальгазресурс

САМОЕ ИНТЕРЕСНОЕ В ПРОГРАММЕ

Стратегия Правительства РФ по развитию Восточной Сибири и Дальнего Востока

Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее
Что привнесут инновационные технологии для нефте- и газонефтепереработки и химии

Финансирование и инвестиции в нефтегазовые проекты региона:
какой объем инвестиций в регион ожидать в период 2020-2025 гг.?

Крупнейшие нефтегазовые проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока
Амурский ГПЗ и ГХК, Иркутский и Якутский центры газодобычи, Чонский проект, Сахалинские центры газодобычи, Ванкорский нефтегазовый кластер

Развитие нефтегазопереработки и нефтехимии на Дальнем Востоке:
"Окно возможностей" для развития крупнейшего нефтехимического кластера

Освоение шельфа Дальнего Востока России:
проблемы и перспективы разведки

Развитие инфраструктуры и транспортировки нефти и газа
как фактор развития сотрудничества со странами АТР

Выход России на газовый рынок Китая
Завершение строительства газопроводов "Сила Сибири"

www.eastrussiaoilandgas.com

СРЕДИ ПОСТОЯННЫХ УЧАСТНИКОВ

Газпром
Газпром нефть
СИБУР
TOTAL
СахаНефтеГаз
РНГ
АЛРОСА
JOGMEC

Если Вы хотите выступить с докладом или у Вас есть вопросы по программе, пожалуйста, обращайтесь к

Кристине Саргсян
Продюсеру форума
+7 (495) 109 9 509 (Москва)
ksargsyan@vostockcapital.com

РЕКЛАМА

Новые морские ворота

Перевалка арктической нефти через Кольский залив: вчера и сегодня

Юрий БАНЬКО

На сегодняшний день Россия владеет 67 портами, которые относятся к пяти бассейнам и расположены на берегах 12 морей, трёх океанов и Каспия. В 2018 г. их общий грузооборот составил 816,5 млн т, из которых 429,1 млн т приходится на наливные грузы, в том числе на сырую нефть – 255,4 млн т, нефтепродукты – 145,1 млн т, СПГ – 23,2 млн т. Через порты арктического бассейна – Мурманск, Архангельск и Сабетту – отправлено 92,7 млн т грузов.

Среди арктических морских портов Мурманский занимает особое место. Это единственный в России незамерзающий глубоководный порт, способный принимать суда дедвейтом 300 тыс. т. К тому же он имеет выход в Атлантический океан и на трассы Северного морского пути. Отсюда пролегает кратчайший путь в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, являющиеся потребителями российских энергоресурсов. Именно он в случае блокирования выходов из Чёрного и Балтийского морей (как это было в годы и Первой мировой, и Великой Отечественной войн) может обеспечить экспортно-импортные перевозки грузов. А в ближайшие годы Мурманский станет базой освоения богатств арктического шельфа и приарктических регионов.

Не случайно именно Кольский залив оказался местом создания перевалочных комплексов для отправки на экспорт нефти и газоконденсата. А в скором будущем на Кольском полуострове, в Ура губе, появится и перевалочный комплекс сжиженного природного газа, поставляемого западным потребителям компанией «НОВАТЭК» с завода «Ямал СПГ».

Пионеры перевалки арктической нефти

С развалом СССР нефтеперевалочные комплексы и танкеры остались в странах Балтии. Потребовалось немало усилий, чтобы переломить ситуацию и создать такие комплексы в Кольском заливе.

Созданная в Мурманске компания «Арктик Шиппинг Сервисиз» первая начала операции по транспортировке нефти в рамках северного завоза и вывоза сырья на экспорт. Сегодня она уже не существует, но её специалисты сумели заложить первые кирпичики в фундамент бесценного опыта организации танкерных перевозок в Арктике.

Первая отправка на экспорт нефти, добываемой АМНГР на острове Колгуев, датируется 1993 г. Тогда танкер-отвозчик загружался с небольших судов-распаузчиков. И лишь позже стали перекачивать нефть из берегового резервуарного парка по подводному дюкеру. Все эти операции проводились впервые и не имели аналогов в отечественной практике.

В 1994 г. из Харасавэя (Ямал) через подводный дюкер отгрузили первую партию газоконденсата. Этот пилотный проект доказал возможность экспорта данного вида сырья танкерным флотом.

В 1995 г. была отработана технология вывоза газоконденсата с перегрузкой его из речных танкеров в танкеры дедвейтом 20 тыс. т. В апреле – начале мая 1998-го в ледовых условиях реализовали эксперимент по отправке углеводородного сырья из Сабетты. В финский танкер «Уйкку», который пробился в Обскую губу под проводкой дизель-электрического ледокола «Капитан Драницын» и атомохода «Россия», газоконденсат перегружался по трубопроводу, проложенному по льду.

Для компании «РИТЭК» разработали транспортно-технологическую схему вывоза нефти и газоконденсата, добываемых в Приобье, в безледовый период. Танкеры-распаузчики Иртышского речного пароходства дедвейтом 2,5 тыс. т доставляли нефть к тан-

керу-отвозчику дедвейтом 15–20 тыс. т. Первая партия ушла на экспорт в 1999 г. на танкере ледового класса «Волгоград».

Специалисты «Северной Стивидорской компании» предложили установить в Обской губе танкер «Североморск» дедвейтом 39,75 тыс. т, который выполнял бы роль накопителя. Это позволило бы избежать простой танкеров-отвозчиков.

Вывозилась нефть на экспорт и из Якутии. Первая такая операция была выполнена в 2001 г., когда зарубежным потребителям доставили 38 тыс. т сырья, добытого «Саханефтегазом».

Нефть Тимано-Печоры вначале отгружалась на экспорт в районе посёлка Варандей через подводный дюкер, проложенный и введённый в строй Мурманским морским пароходством 17 августа 2000 г., а затем – через Арктический подводный перегрузочный терминал (АППТ), который начал действовать 25 сентября 2002 г. Через него на экспорт было отправлено 3,5 млн т «чёрного золота». Он представлял собой стотонную конструкцию, установленную на дне моря и соединённую с береговым резервуарным парком подводным нефтепроводом. На танкер нефть отгружалась в автоматическом режиме через гибкий шланг, выполнявший одновременно роль и швартовного каната.

Спустя шесть лет здесь появился стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП) весом более 12 тыс. т, высотой 65,6 м, шириной 61,75 м, производительностью 12 млн т в год. Он был введён в строй в конце марта 2008 г.

В октябре 2002 г. Мурманское морское пароходство запустило первый рейдовый перегрузочный комплекс (РПК-1), через который отгрузили первую партию нефти на экспорт.

Большую роль в отправке нефти на экспорт сыграл РПК на базе супертанкера «Белокаменка», который вступил в строй 24 марта 2004 г. в рамках соглашения между «Роснефтью» и администрацией Мурманской области. За годы эксплуатации через этот РПК был перегружен 81 млн т сырья.

Нефть на танкер «Белокаменка» поступала по сложному маршруту. По трубопроводу Уса – Ухта она доставлялась до железнодорожной станции Приводино Котласского района Архангельской области. Там сырьё перегружалось в цистерны и по железной дороге отправлялось на морской терминал в Архангельске, а оттуда танкерами – в Кольский залив на РПК «Белокаменка». Здесь она грузилась на танкеры-отвозчики и уходила на экспорт. На «Белокаменку» отгружалась нефть и из порта Витино, и из Обской губы.

Активно использовался терминал на мысе Мохнаткина Пахта. С 1995 г. эта база снабжения топливом кораблей Северного флота была задействована компанией «ЛУКОЙЛ-Арктик-Танкер» для доставки нефтепродуктов по программам северного завоза. 14 декабря 1999 г. в Мурманске даже подписали протокол о намерениях, в соответствии с которым планировалось строительство здесь мощного нефтеперегрузочного комплекса и НПЗ стоимостью 200 млн долларов и производительностью 3 млн т нефтепродуктов в год. К сожалению, тем планам не суждено было сбыться.

Спустя четыре года, 3 декабря 2003 г., постоянная межведомственная комиссия Мурманской области дала добро холдинговой компании «Судкомгрупп СПб» и ООО «Коммандит Сервис» на проектирование и строительство в районе мыса Мохнаткина Пахта рейдового комплекса по перегрузке нефти мощностью 2,5 млн т в год.

До 2012 г. терминалом владела компания «Коммандит Сервис», которая его модернизировала. С 2005-го по 2012 г. через него было отправлено на экспорт 7,3 млн т нефти и нефтепродуктов. До 2016 г. он обеспечивал перевалку нефтепродуктов «Газпром нефти» и «Башнефти» с железнодорожного транспорта на танкеры-отвозчики через танкер-накопитель «Кола Бэй» дедвейтом 61 тыс. т. С апреля 2016 г. через комплекс переваливается продукция Антипинского и Марийского НПЗ, которыми управляет Группа компаний NEV Stream Group (с 2016 г. в неё входит и «Коммандит Сервис»). В апреле 2017 г. для замены танкера-накопителя «Кола Бэй» в Кольский залив прибыл танкер «Полар Рок» дедвейтом 105 тыс. т типа Aframax. Через него сейчас и осуществляется перевалка нефти.

Перевалкой занимались и нефтебаза рыбного порта, и нефтепорт Витино. Через Витино (проектная мощностью терминала – 10 млн т в год, ёмкость 28 резервуаров – 280 тыс. м^3) за период с 2002-го по 2013 г. было отправлено на экспорт около 45 млн т нефти и нефтепродуктов. Сейчас обсуждается вопрос о возрождении работы этого нефтепорта.

Мощный импульс к развитию Мурманский транспортный узел мог получить в январе 2003 г. Тогда вице-президент «Сибнефти» Александр Корсик заявил на совещании, которое проходило на борту атомного ледокола «Ямал» в присутствии председателя Правительства России Михаила Касьянова, что пять нефтяных компаний – «ЛУКОЙЛ», «ЮКОС», «Сибнефть», ТНК и «Сургутнефтегаз» – готовы протянуть к Мурманску нефтепровод пропускной способностью 80 млн т. Но Михаил Касьянов заявил, что в России частных нефте- и газопроводов не будет. А ведь это был реальный шанс увеличить объёмы перевалки грузов через Мурманск, привлечь серьёзные инвестиции в развитие береговой инфраструктуры, построить нефтеперерабатывающие мощности, обеспечить занятость населения.

Была бы также решена проблема экспортных поставок нефти морским путём. Иными словами, здесь, на Кольском полуострове, было бы прорублено не окно в Европу, а ворота на мировые энергетические рынки.

Сегодня основные объёмы нефти через Кольский залив отгружаются «Рейдовым перевалочным комплексом “НОРД”» и РПК «Волга».

Гигант в Кольском заливе

Пятнадцать минут перехода от причала 82-го судоремонтного завода поперёк Кольского залива на борту современного буксира «Тис» – и мы у борта «Рейдового перевалочного комплекса “НОРД”» («РПК “НОРД”»). Он создан на базе плавучего нефтехранилища – супертанкера «Умба». Только находясь рядом с судном, начинаешь осознавать размеры этого гиганта. Его длина составляет 332,95 м, ширина 60 м, высота борта 29,57 м, осадка 21,19 м. Чтобы были понятнее масштабы этого судна, приведём в качестве сравнения самый большой боевой корабль ВМФ России – тяжёлый авианесущий крейсер «Адмирал Флота Советского Союза Кузнецов». Он короче танкера «Умба» на 28 м, а водоизмещением уступает в пять раз. Высота борта танкера равна высоте десятиэтажного дома, а его общая площадь – 19980 м^2, что равно почти трём футбольным полям. И ещё одно сравнение: тормозной путь автомобиля при экстренном торможении и скорости 30 км в час составляет 14 м. У танкера такого дедвейта, как «Умба», при такой же скорости он составляет 5 км. Благо плавать по Кольскому заливу ему не придётся. Он установлен на 12 «мёртвых» якорях, каждый весом 200 т.

Как тут не вспомнить события, произошедшие в ночь с 7 на 8 ноября 2018 г. в Норвежском море. Во время столкновения норвежского ракетного фрегата «Хельге Ингстад» водоизмещением 5300 т с танкером SOLA TS боевой корабль получил десятиметровую пробоину по правому борту и чуть позже затонул. А ведь танкер SOLA TS имел дедвейт 112939 т, в три раза меньше «Умбы».

Именно поэтому с огромными предосторожностями, используя три буксира («Тис», «Бук» и «Вяз»), возле «Умбы» про-

Капитан «Умбы» Юрий Дёмин и зам. генерального директора Павел Пчёлкин

водятся швартовные операции с танкерами-челноками и отвозчиками.

В специальной кабинке нас краном поднимают на 18-метровую высоту, чтобы высадить на борт танкера. Он был построен в 2001 г. в Японии, на верфи Hitachi Zosen. «Умба» – его четвёртое название, полученное 1 октября 2015 г. До этого он носил имя Berge Kyoto, в 2013 г. был переименован в Sarah Glori, в 2015-м в Sasa. Валовая вместимость танкера 159397 т, водоизмещение 339136 т. В 2015 г. он прошёл капитальный ремонт: были усовершенствованы швартовная и грузовая системы, внедрена система подогрева груза во всех танках, обеспечено раздельное хранение разных сортов нефти. Судну присвоили категорию «1» по шкале CAP – идеальное состояние. К минимуму были сведены все экологические и технологические риски. Здесь предусмотрен весь комплекс работ по ликвидации аварийных разливов нефти.

Оборудование танкера даёт возможность проводить грузовые операции одновременно с двух бортов. Но танкеры-отвозчики швартуются только к правому борту, а челноки к обоим бортам.

Танкер-накопитель «Умба» прибыл в Кольский залив 15 января 2016 г. и был установлен в районе мыса Краснощелье у села Белокаменка. «РПК “НОРД”» на базе данного судна появился здесь отнюдь не случайно. Он задействован в операциях по перевалке на экспорт российской арктической нефти компании «Газпром нефть», добываемой на Новопортовском ГКМ и на МЛСП «Приразломная». Его грузооборот может достигать 15 млн т в год.

Первая нефть Новопортовского месторождения – 16200 т – была доставлена на «РПК “НОРД”» танкером Ice Condor 28 января 2016 г. С той поры за три с лишним года через перевалочный комплекс на экспорт ушло более 25 млн т нефти. Из них 8,325 млн т – с МЛСП «Приразломная» (сорт Arctic Oil, ARCO) и 16,922 млн т – с Новопортовского (сорт Novy Port). Ежемесячные объёмы отгрузки составляют около 900 тыс. т.

В 2018 г. с борта «Умбы» на экспорт отгружено 10 млн 255 тыс. т нефти, из них 3,124 млн т сорта ARCO и 7,130 тыс. т Novy Port. Во время перегрузки нефти в обязательном порядке выставляются боновые заграждения.

«РПК “НОРД”» стал важнейшей составной частью схемы транспортировки сырья с арктических месторождений «Газпром нефти». Он позволил сократить время круговых рейсов челночных танкеров усиленного ледового класса. За рубеж углеводородное сырьё с «РПК “НОРД”» доставляется танкерами типа Aframax и Suezmax.

Капитан «Умбы» Юрий Дёмин рассказал о своём судне. Это один из наиболее крупных танкеров под российским флагом. В его 17 танках хранится не только нефть Новопортовского и Приразломного месторождений, но и топливо, которым бункеруются суда, швартующиеся к борту «Умбы». Три мощных насоса производительностью 5,5 тыс. м^3 в час обеспечивают быструю перегрузку нефти. На выгрузку танкеров-отвозчиков затрачивается от 10 до 12 часов, на их загрузку – 16–18 часов. Усиленному экипажу, состоящему из 36 человек (в его составе половина – мурманчане, половина – жители Новороссийска), как и экипажам буксиров, прохлаждаться не приходится. За 2018 г. обеспечены отгрузка нефти на 101 танкер-отвозчик, приём нефти от 252 танкеров-челноков и 84 танкеров-бункеровщиков. Итого 437 судоподходов со швартовкой и отшвартовкой.

Для членов экипажа на танкере созданы прекрасные условия. Они обеспечиваются отменным питанием, живут в одноместных каютах, имеют возможность заниматься на современных спортивных тренажёрах. Хотя, честно говоря, находившись по палубе, спускаясь и поднимаясь по ступенькам трапов машинного отделения, я бы в спортзал уже не пошёл.

Ворота Арктики

Добываемое на Новопортовском ГКМ сырьё вывозится только морским путём. Строительство магистральных нефтепроводов с насосно-перекачивающими станциями или железнодорожной магистрали с ограниченной пропускной способностью было бы слишком затратным и экономически неэффективным вариантом. Поэтому руководство «Газпром нефти» остановило свой выбор на доставке нефти на экспорт по морю. Для этого пришлось ввести в строй «Ворота Арктики» – арктический терминал круглогодичной отгрузки нефти в районе Мыса Каменный производительностью 8,5 млн т год. Старт отгрузке сырья через этот терминал дал Президент России Владимир Путин в режиме видеосвязи. В мероприятии приняли участие председатель правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер и генеральный директор ПАО «Газпром нефть» Александр Дюков.

Транспортно-технологическая система, созданная «Газпром нефтью», включает в себя нефтепровод от месторождения к береговому резервуарному парку, два уникальных ледокола, танкеры усиленного ледового класса, построенные специально для этого проекта.

Терминал «Ворота Арктики» заслуживает особых слов. В России сооружено три таких морских ледостойких терминала – СМЛОП «Варандей», построенный «ЛУКОЙЛом» на собственном заводе в Калининграде и установленный в Печорском море; терминалы отгрузки нефти проекта «Сахалин-1» и «Ворота Арктики».

Башенная конструкция массой 4407 т и высотой около 80 м обеспечивает отгрузку нефти в круглогодичном режиме. Ледокольным обеспечением грузовых операций занимаются два высокотехнологичных, специально построенных, самых мощных неатомных ледокола – «Александр Санников» и «Андрей Вилькицкий». Они имеют мощность 22 МВт, могут преодолевать льды толщиной до 2 м, способны за минуту совершить разворот на 360 градусов – за счёт винторулевых колонок типа Azipod, установленных в носовой и кормовой частях.

От Обской губы до Карских ворот танкеры с нефтью сопровождают атомные ледоколы ФГУП «Атомфлот».

Северная «Волга»

Нефть Тимано-Печоры, добываемая «ЛУКОЙЛом», почти полтора десятилетия шла на экспорт, перегружаясь с танкеров-челноков на танкера-отвозчики у берегов Норвегии. Первая такая операция состоялась в мае 2002 г. вблизи Киркенеса. Тогда три тан-

кера компании «ЛУКОЙЛ-Арктик-Танкер» доставили по 15 тыс. т нефти каждый на борт греческого танкера Shinoussa для её отправки в Роттердам.

С апреля 2016 г. по декабрь 2017 г. нефть переваливалась в Кольском заливе на РПК-2 у Мишуково. Но ситуация кардинально изменилась, когда 17 декабря 2017 г. в Кольский залив к месту постоянной стоянки у мыса Филинский, что напротив Североморска, был доставлен танкер-накопитель «Кола» дедвейтом 309 тыс. т, длиной 335 м и шириной 58 м. После раскрепления танкер «Кола» стал перегрузочным комплексом РПК «ЛК Волга» с возможностью швартовки судов с двух бортов.

Объёмы перевалки нефти через РПК «ЛК Волга» могут достигать 12 млн т в год. Достаточно сказать, что в 2017 г. через Варандейский терминал было перегружено более 7 млн т нефти, в 2018-м – примерно столько же.

Перевалка нефти Тимано-Печоры с Варандейского терминала на РПК «Кола» осуществляется с использованием танкеров «Капитан Готский», «Василий Динков» и «Тимофей Гуженко». Это суда ледового класса 1А Super дедвейтом 71254 т. Они построены в Южной Корее по заказу «Совкомфлота» и могут двигаться во льдах как носом, так и кормой вперёд.

В последнее время активизировались работы по строительству терминала, правда угольного, на Западном берегу Кольского залива. Новый импульс этому проекту придаст подписание в рамках Российского инвестиционного форума в Сочи «Газпромбанком» и Государственной транспортной лизинговой компанией соглашения по развитию инфраструктуры Мурманского порта, в частности портового комплекса по перевалке угля мощностью 18 млн т в год. Но о нефтеналивном терминале речь пока не идёт.

Танкерный флот – всему голова

После развала СССР Россия утратила танкерный флот усиленного ледового класса. В те непростые годы постсоветского периода его сумела возродить компания «ЛУКОЙЛ-Арктик-Танкер».

Почти десятилетие Россия фрахтовала танкеры ледового класса для обеспечения северного завоза и вывоза нефти приарктических месторождений у финских, латвийских и немецких судоходных компаний. «ЛУКОЙЛ-Арктик-Танкер» разработал программу строительства таких судов. Был обобщён опыт плавания в Арктике, проанализирована конъюнктура рынка и перспективы добычи углеводородного сырья, а значит, и объёмы предстоящих перевозок.

Государство, оценив важность планов компании, выделило кредиты. С 1997-го по 1999 г. пять танкеров ледового класса дедвейтом 15 тыс. т были построены в городе Висмар (Германия) на верфи MTW Schiffwerft GmbH. Они получили названия «Пермь», «Волгоград», «Санкт-Петербург», «Майкоп» и «Мурманск».

С 1997 г. ФГУП «Адмиралтейские верфи» начало выполнение крупномасштабного заказа «ЛУКОЙЛ-Арктик-Танкер» по строительству танкеров ледового класса дедвейтом 20 тыс. т: «Астрахань», «Магас», «Калининград», «Саратов» и «Усинск». К этой работе были привлечены сотни предприятий, занятых в сфере судо- и машиностроения. Страна смогла получить дополнительные налоги, рабочие места и, что немаловажно, сохранить своё присутствие в Арктике.

С помощью этих танкеров был решён вопрос круглогодичного вывоза углеводородного сырья Тимано-Печоры, Приобья и Якутии на экспорт, обеспечен северный завоз.

Президент России Владимир Путин 8 июня 2002 г., во время церемонии спуска на воду танкера усиленного ледового класса «Усинск» со стапелей «Адмиралтейских верфей», сказал: «Нынешнее событие важно с точки зрения восстановления присутствия России на Северном морском пути. Рождение судна всегда большое событие, сегодня событие вдвойне радостное, поскольку таких судов в мире нет». Ведь планка этих танкеров была поднята до уровня, за которым следует специализированный ледокольный флот, а их техническая оснащённость стала соответствовать лучшим мировым образцам танкеростроения.

В те годы «ЛУКОЙЛ-Арктик-Танкер» не только завоевал лидирующие позиции в сфере нефтяных перевозок в Арктике, но и занял свою нишу на европейском рынке, преодолев жёсткую конкуренцию, доказав свой профессионализм и надёжность, высокое качество услуг, экологическую безопасность. Услугами компании пользовались такие гиганты нефтяного бизнеса, как Shell, Statoil, BP. Её танкеры первыми позволили создать транспортно-технологические схемы вывоза углеводородного сырья в круглогодичном режиме в условиях Арктики.

Но в 2005 г. приняли решение о продаже всех 10 танкеров. В 2006–2007 гг. они были проданы компании Palmali Shipping, одним из клиентов которой являлся «ЛУКОЙЛ».

Следует отметить, что нефтеналивными перевозками с 1999 г. занималось и Мурманское морское пароходство – вначале с использованием танкеров, взятых в аренду, а затем с помощью собственных танкеров «Котлас», «А. Следзюк», «Г. Кононович», «Варзуга», «Индина», «Хатанга», «Надежда» и «Натали». Автору этих строк довелось в 2013 г. пройти на танкере «Хатанга» во время доставки дизтоплива в Певек, а назад возвратиться на танкере «Варзуга» этой же судоходной компании. Но сейчас Мурманское морское пароходство переживает непростые времена, в его составе остались лишь танкеры «Хатанга» и «Котлас».

Нефтяная армада

Сегодня в Арктике вывоз нефти и газоконденсата обеспечивают принадлежащие «Совкомфлоту» арктические челночные танкеры усиленного ледового класса, названные именами известных российских мореплавателей. «Штурман Альбанов» – головной танкер проекта 42К Arctic Shuttle Tanker серии «Штурман». Его дедвейт 41454,5 т, мощность 22 МВт, пропульсивная установка состоит из двух винторулевых колонок типа Azipod. Все танкеры серии – «Штурман Альбанов», «Штурман Малыгин», «Штурман Овцын» – строились в Южной Корее на верфи Samsung Heavy Industries в городе Пусан по заказу ПАО «Совкомфлот».

Здесь же были построены ещё три танкера – «Штурман Скуратов», «Штурман Кошелев» и «Штурман Щербинин», – которые эксплуатирует компания «Газпром нефть Шиппинг».

Следует отметить, что вывозом нефти Новопортовского месторождения занимались и танкеры российской постройки – «Астрахань», получившая после продажи компанией «ЛУКОЙЛ-Арктик-Танкер» название «Айс Игл»; «Магас», ставший «Айс Кондор»; «Саратов», переименованный в «Гиналдаг», а также «Усинск», получивший новое имя «Лагорта». Такое значительное количество танкеров-отвозчиков обусловлено и большими объёмами транспортируемого сырья, и продолжительным временем, которое затрачивается на загрузку у терминала «Ворота Арктики», плавание в ледовых условиях из Обской губы в Кольский залив, разгрузку и возвращение к арктическому терминалу.

Ещё два танкера дедвейтом 70 тыс. т типоразмера Panamax, построенных на «Адмиралтейских верфях» по заказу «Совкомфлота», – «Кирилл Лавров» и «Михаил Ульянов» – доставляют добытую на МЛСП «Приразломная» нефть на «РПК “НОРД”». Они способны преодолевать лёд толщиной 1,2 м, двигаясь кормой вперёд за счёт использования винторулевых колонок типа Azipod. ■

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ ВЕЧЕРНИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

30 мая 2019 | **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, расчеты и порядок оплаты проводимых работ

12 сентября 2019 | **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

30 октября 2019 | **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

20 ноября 2019 | **НЕФТЕГАЗРЕКЛАМА**
Продвижение продукции и услуг для нефтегазового комплекса

Обсуждение сложных продаж на рынке B2B. Особенности продвижения новой продукции, укрепление бренда поставщика, формирование репутации. Затрагиваются вопросы исследования рынка, профильных потребностей нефтегазового комплекса

5 декабря 2019 | **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

20 февраля 2020 | **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

18 марта 2020 | **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

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

РЕКЛАМА

Москва и Эр-Рияд: брак по расчёту?

Возможно ли сотрудничество России и Саудовской Аравии в нефтегазовой сфере и других отраслях на долгосрочной основе

Татьяна ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Взаимоотношения России и Саудовской Аравии можно назвать наиболее влиятельным альянсом последних лет на мировом углеводородном рынке. В прессе его часто называют «браком по расчёту» и говорят, что явное сближение двух крупнейших в мире экспортёров нефти наглядно иллюстрирует новый «нефтяной порядок». Данный альянс прежде всего является результатом острой необходимости стабилизировать цены на нефть, от экспорта которой зависят экономики и устойчивость политических режимов обоих государств. К тому же Россия и Саудовская Аравия пытаются изменить баланс сил, определяющий сегодня процессы на глобальном энергетическом рынке, когда влияние ОПЕК постепенно уменьшается.

Факторы сближения

Эр-Рияд играет одну из ключевых ролей на нефтяном рынке, поэтому понимание его мотивов и целей важно для оценки перспектив нефтяных цен и будущих геополитических процессов на Ближнем Востоке, в Северной Африке и Западной Азии. Ведь Саудовская Аравия – это не только крупная и очень богатая региональная держава, но и настоящая исламская и нефтяная империя, интересы которой простираются далеко за пределы аравийских пустынь. Этот важный аспект стоит учитывать при анализе того, какой политический вектор выбирает эта страна на данный момент. Ведь всем

известно, что любые империи на определённом этапе своего развития под воздействием внутренних и внешних факторов так или иначе начинают сталкиваться с экзистенциальными вызовами.

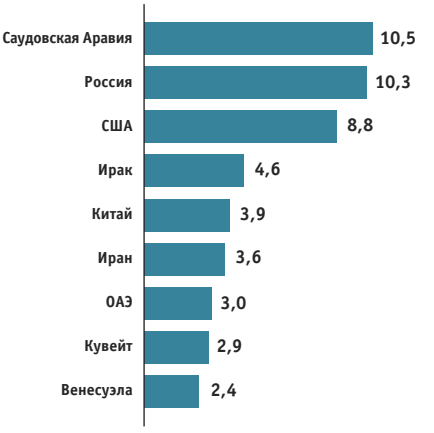
В основе государственности Королевства Саудовская Аравия лежат и гигантские нефтяные запасы, и ислам. И как раз сейчас перед саудитами встают два очень серьёзных вызова, на которые приходится отвечать одновременно, – это удержание лидерства в исламском мире с одновременным противодействием иранскому влиянию на шиитское население региона и сохранение своей доли на глобальном нефтяном рынке.

Главным союзником и единственным гарантом стабильности режима для Эр-Рияда до настоящего времени являлся лишь Вашингтон. На территории КСА размещаются американские военные базы. Также Саудовская Аравия находится в третьем десятке основных торговых партнёров Соединённых Штатов (22-е место, по данным офиса торгового представителя США). В 2017 г. товарооборот между двумя странами составил 45,6 млрд долларов, экспорт из США – 25,5 млрд долларов, импорт – 20,1 млрд долларов.

Однако «сланцевая революция» всего за несколько лет превратила США из крупнейшего покупателя саудовской нефти в третьего по величине производителя «чёрного золота» в мире с объёмом добычи около 9 млн баррелей в сутки (см. рис. 1 и 2). И хотя страна по-прежнему импортирует около половины потребляемой нефти, доля Саудовской Аравии на американском рынке сократилась с 17% до 14%. Именно сланцевая нефть запустила процесс глобального передела рынка сбыта и настолько усилила конкуренцию производителей, что между нефтегазовыми державами началась настоящая ценовая война, в которой проигравшие должны уступить свою часть победителям.

Не будем забывать, что с начала «арабской весны» в 2011 г. Ближний Восток в очередной раз вступил в период вооружённых конфликтов, политических и социальных кризисов. Боевые действия в Сирии, Ираке и Йемене происходят слишком близко от границ Королевства, а напряжённая ситуация в Ливии и непримиримость позиции шиитского Ирана только усугубляют общую напряжённость в регионе. Непростая обстановка требует от саудитов резкого увеличения расходов на оборону и финансирования союзных коалиций. Так, по затратам на покупку вооружений Саудовская Аравия вышла в 2015 г. на третье место в мире после США и Китая, а её военный бюджет, по данным Стокгольмского института исследования проблем мира, составил 87 млрд долларов.

Рис. 1. Крупнейшие производители нефти в мире, млн барр./сут



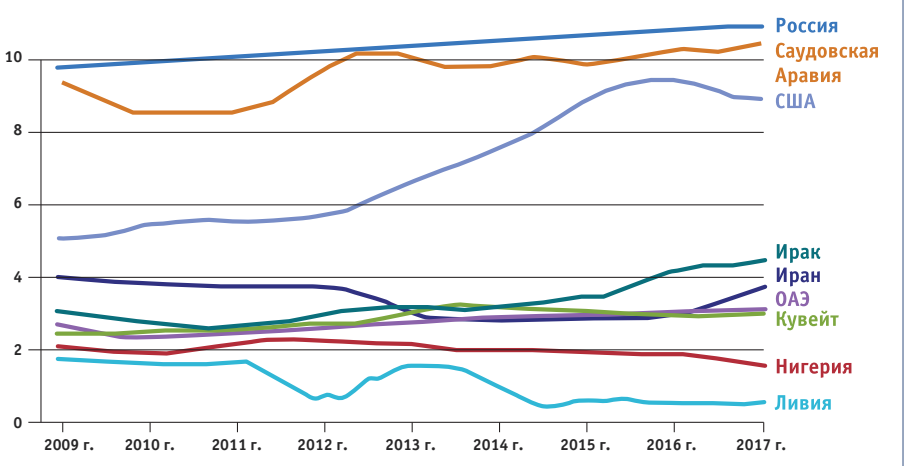
Источник: EIA.

Проблема ещё и в том, что многие годы основной внешнеполитической стратегией Эр-Рияда была дипломатия денег и «покупка» союзников. Саудиты тратят огромные суммы, чтобы удерживать арабский мир в сфере своего влияния. Но наблюдающееся на Ближнем Востоке резкое ослабление государственности в сочетании с подъёмом террористической активности неподконтрольных Эр-Рияду группировок и непримиримая позиция Ирана создают серьёзные угрозы для Саудовской Аравии. К тому же Саудия отнюдь не приветствует политического заигрывания США с Катаром, заклятым врагом Эр-Рияда, который после скандального выхода из ОПЕК, кажется, назло Королевству только закрепляет собственные позиции в качестве союзника Вашингтона. Напомним, что катарская нефтяная компания Qatar Petroleum планирует вложить 20 млрд долларов в инфраструктуру для транспортировки сжиженного природного газа в США. Кроме того, к середине 2019 г. компания обещает объявить зарубежным партнёрам о новых планах строительства мощностей по сжижению природного газа.

Наконец, нашумевшее дело об исчезновении и убийстве Д. Хашогги заметно усилило напряжённость между США и Саудовской Аравией. Ведь имидж Королевства в Соединённых Штатах сейчас крайне дискредитирован: страну открыто обвиняют в поддержке терроризма и в вопиющих нарушениях прав человека. По мнению аналитиков, если Саудовская Аравия лишится безусловной поддержки Вашингтона, то в регионе начнётся настоящая гонка вооружений. Нефтяные цены в этом случае ждёт бешеная волатильность, потому что рынок нефти станет ареной грандиозного противостояния. А дальше – либо резкий рост стоимости барреля, либо подлинная технологическая революция в топливно-энергетической сфере. Россия окажется в ситуации «пан или пропал», если к тому моменту не успеет изменить структуру экономики и не будет развивать новые энерготехнологии.

Понижение цен на нефть кроме внешнего напряжения может обернуться для Саудовской Аравии ещё и внутренними проблемами. Дело в том, что население Королевства привыкло жить в условиях «социального рая», созданного нефтяными богатствами. Если нефть будет торговаться ниже 50 долларов за баррель,

Рис. 2. Динамика добычи нефти в ряде стран, млн барр./сут



Источник: EIA.

придётся урезать многочисленные льготы и субсидии, а также может встать вопрос о введении налогов на подданных.

Соответственно, подобное развитие событий чревато ростом социальной напряжённости в обществе, разногласиями внутри аристократических и экономических элит и внутрирелигиозными конфликтами. Ведь 20% населения – это шиитское меньшинство, проживающее в районах нефтедобычи на востоке и юго-западе страны, а шиитский Иран является главным региональным соперником саудовцев. И тогда угроза дестабилизации страны и «арабской весны» обретёт реальные очертания. Вот почему Саудовская Аравия будет договариваться и с Россией, и со странами ОПЕК, и с независимыми производителями о заморозке добычи и стабилизации нефтяного рынка. Сильная нефть – пока ещё главная основа сохранения государственности КСА.

Россия и КСА: друзья-прагматики

На протяжении десятилетий отношения двух нефтяных держав оставались прохладными. Кардинальное различие в геополитической сфере, казалось, делало абсолютно невозможным сближение России и КСА. Не секрет, что Москва не одобряет действия саудитов в Йемене, в свою очередь, Эр-Рияд сильно раздражает дружба России с Ираном. Но резкое падение цен на «чёрное золото» в 2014 г. неожиданно открыло перспективы для сближения, которое обрело конкретные черты в ходе совместной работы над соглашением стран-производителей нефти о сокращении добычи.

В 2016 г. Саудовская Аравия разработала план экономических реформ «Видение 2030», автором которого является наследный принц Мухаммед бен Сальман Аль Сауд. План предполагает приватизацию доли в крупнейшей нефтяной компании мира Saudi Aramco, диверсификацию экономики страны, сокращение зависимости от нефтяных доходов, а также инвестиции в энергетику, инфраструктуру и технологии по всему миру. Министр торговли и инвестиций Саудовской Аравии Маджед бен Абдалла аль-Касаби отмечает, что *«в программу "Видение 2030" Россия входит как очень важный партнёр в экономическом развитии и инвестициях»*.

Одним из самым значимых результатов сближения России и Саудовской Аравии остаётся подписанное в 2016 г. соглашение о совместных действиях для поддержания стабильности на рынке нефти. Данное соглашение сделало возможной договорённость о сокращении добычи между странами-производителями, которая стабилизировала цены на мировом рынке после их резкого падения.

Также компании «Газпром нефть» и Saudi Aramco подписали соглашение о сотрудничестве в нефтегазовой сфере. Оно предполагает партнёрство по таким направлениям, как развитие технологий бурения и ремонта скважин, совершенствование насосных систем, производство неметаллических труб большого диаметра.

У саудовцев также существуют амбициозные планы полностью отказаться от использования нефти внутри страны в качестве топлива для электростанций и заводов по опреснению морской воды. Согласно подсчётам экспертов, если они будут тратить на эти цели столько же нефти, как сегодня, то к 2032 г. у них не останется сырья на экспорт. Поэтому для обеспечения внутренних нужд они хотят полностью перейти на газ. И здесь обширный опыт российских компаний им очень и очень пригодится. Саудиты давно приглашали «Газпром» и другие предприятия из РФ работать в Саудовской Аравии. Эр-Рияд также рассматривает варианты увеличения использования альтернативных источников энергии, в том числе солнечной.

В октябре 2017 г., когда король Саудовской Аравии Салман бен Абдель Азиз Аль Сауд впервые посетил Москву, представители Суверенного фонда КСА Investment Fund (PIF) и РФПИ объявили о создании двух фондов, объём каждого из которых составляет 1 млрд долларов. Они предназначены для инвестиций в высокие технологии и проекты в энергетике, включая производство оборудования и предоставление услуг в нефтегазовом секторе. Известно, что в течение ближайших двух лет PIF планирует удвоить объём активов под управлением и довести его до 400 млрд долларов с целью стать крупнейшим и наиболее инвестиционно активным фондом мира.

И всё же правда об отношениях между Москвой и Эр-Риядом такова: в основе их энергетического сотрудничества лежат интересы государственных бюджетов. Разумеется, Саудовская Аравия не то чтобы стремится к тому, чтобы стать лучшим другом России, скорее, она хочет в определённой степени контролировать действия Москвы на углеводородном рынке, и совместная деятельность в рамках «ОПЕК+» ей в этом деле только на руку. Ведь не секрет, что КСА и РФ являются крупнейшими мировыми нефтедобытчиками – обе страны производят почти 11 млн. барр./сут, что составляет примерно 22% мировой нефтедобычи. А чисто в экономическом плане наши страны являются соперниками по экспорту ключевого товара (нефти).

Но если Эр-Рияд входит в ОПЕК и для него не является проблемой в случае чего договориться о регулировании цен или уровня добычи со странами-членами нефтяного картеля, то с Россией о подобных возможностях говорить не приходится. У Москвы в этом плане руки развязаны, так как она на мировом рынке нефти – вольный игрок. К тому же у Эр-Рияда нет иллюзий по поводу того, насколько сильно влияние ОПЕК, – все знают, что она уже утратила свой былой авторитет на мировом рынке.

Думается, что Эр-Рияд с чисто восточной хитрецой использует принцип «кнута и пряника», чтобы постараться добиться сокращения доли РФ, своего главного конкурента, на мировом рынке нефти. Ведь российская экономика по сравнению с саудовской является гораздо более диверсифицированной и по структуре более развитой. Согласно Wall Street Journal (скорее всего из источников, близких к руководству КСА), Саудовская Аравия желает добиться от России сохранения и продления ограничений в рамках «ОПЕК+», что, по её мнению, поддержит цены на нефть и поможет стабилизировать рынок. Особенно важно для Эр-Рияда сохранение цен на нефть в преддверии обещанного IPO Saudi Aramco.

Точки соприкосновения

Саудовская Аравия выражает заинтересованность в увеличении своих инвестиций в Россию. До конца текущего года будет выделено порядка 2 млрд долларов, но цифра не окончательная, так как вливания будут расти. Известно, что уже идут переговоры о строительстве общего нефтехимического комплекса. Проект оценивается в 5 млрд долларов. Несколько нефтяных корпораций Саудовской Аравии положительно высказались о новом проекте и готовы оказать инвестиционную поддержку. Однако многие эксперты достаточно скептически относятся к подобным намерениях Королевства, ведь Россия и Саудовская Аравия – это конкурирующие стороны в нефтедобыче. Именно поэтому сложно представить, что принц Саудовской Аравии и богатые люди королевства станут отстраивать нефтехимические заводы в РФ.

Ещё один совместный проект касается логистического направления. В начале 2019 г. стороны подписали соглашение об инвестировании в крупную логистическую платформу PLT, созданную рядом профильных организаций. Её комплексы располагаются по всей России, что позволяет создавать грамотную и развитую логистическую инфраструктуру.

Но одним из наиболее обсуждаемых потенциальных инвестиционных проектов Саудовской Аравии в России можно назвать «Арктик СПГ – 2». По словам генерального директора Российского фонда прямых инвестиций (РФПИ) Кирилла Дмитриева, *«государственная нефтяная компания Саудовской Аравии Saudi Aramco проявляет большой интерес к российским проектам по производству сжиженного природного газа»*. Саудовцы присутствовали на церемонии запуска проекта «Ямал СПГ» в 2018 г., где получили от Президента РФ Владимира Путина предложение покупать российский газ. Но так как практически вся продукция «Ямал СПГ» уже законтрактована, «НОВАТЭК», ключевой российский экспортёр сжиженного газа, предложил Эр-Рияду на рассмотрение ещё один проект в этой сфере – «Арктик СПГ – 2». По мощности он даже больше «Ямала»: производство там должно составить 18 млн т в год.

Напомним, что «Арктик СПГ – 2» – это второй проект «НОВАТЭКа», связанный с производством сжиженного природного газа, после «Ямала СПГ». Его планируется реализовать на базе Утреннего месторождения в ЯНАО. Завод должен будет состоять из трёх технологических линий. Планируемый срок запуска первой линии – 2022–2023 гг., последующих – 2024–2025 гг. Поскольку это очень масштабный и сложный проект, он потребует щедрых инвестиций. И здесь Саудовская Аравия окажется весьма кстати. 18 марта нынешнего года глава «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон сообщил СМИ о том, что Эр-Рияд предполагает купить до 30% проекта «Арктик СПГ – 2». Он также отметил, что его компания готова рассматривать такой вариант. По словам Михельсона, Saudi Aramco планирует дождаться завершения стадии FEED (подготовка проектной документации), чтобы в деталях с ним ознакомиться, приняв взвешенное решение на основании полного пакета информации.

Пока сложно сказать, на каких основаниях Saudi Aramco будет работать в России. Варианты подразумевают как простой контракт на гарантированную покупку СПГ, так и полноценное партнёрское соглашение. Принимая во внимание амбиции Эр-Рияда в газовой сфере, второй вариант куда более вероятен. Стратегия арабской компании и стоящего за ней государства явно направлена на активную зарубежную экспансию.

Ближайшие планы по сотрудничеству

В феврале 2019 г. Саудовская Аравия сделала первый шаг к созданию новой организации, способной взять в свои руки рычаги управления мировым рынком нефти. Эр-Рияд предложил России возглавить альянс из десяти стран-экспортёров сырья, который займётся регулированием спроса и предложения, а также ценообразования на «чёрное золото». Опять же, источники Wall Street Journal утверждают, что это предложение прозвучало ещё в июне 2018 г., когда наследный принц Мухаммед бен Салман Аль Сауд через министра энергетики, промышленности и минеральных ресурсов Саудовской Аравии Халида аль-Фалиха предложил создать новый союз. Инициаторы формирования такого альянса надеются, что *«более глубокое взаимодействие в новом формате будет способствовать сохранению стоимости нефти на определённом уровне»*.

Фактически это является признанием того факта, что ОПЕК в действующем составе не в силах серьёзно влиять на нефтяную политику из-за давления США, которые за счёт роста добычи потеснили на рынке традиционных лидеров отрасли. Реформа картеля обсуждалась 18 февраля на встрече членов ОПЕК и независимых производителей, а окончательное решение о создании нового альянса может быть принято в апреле. По словам главы российского Минэнерго Александра Новака, хартия о бессрочном сотрудничестве стран «ОПЕК+» в настоящее время находится в стадии проработки, а подписание её может состояться в середине апреля на внеочередной министерской встрече «ОПЕК+».

Тем не менее сокращение добычи нефти в рамках договорённостей «ОПЕК+» предполагается продлить до конца 2019 г. Министр энергетики, промышленности и минеральных ресурсов КСА Халид аль-Фалих подчеркнул важность этого шага: *«Запасы нефти в США растут, и уменьшение этого избытка остаётся главной целью альянса»*.

Эр-Рияд также наглядно продемонстрировал Вашингтону, что намеревается продолжать курс на сближение с Москвой. Так, на пресс-конференции в Баку, где 18 марта прошло заседание мониторингового комитета «ОПЕК+», глава Минэнерго Саудовской Аравии заявил: *«Новые антироссийские санкции США отразятся на Европе, Китае и всём мире»*. Саудовский министр напомнил, что Россия является значимым игроком во многих сферах, несмотря на конфликт с американской стороной. Он предостерёг Вашингтон от введения новых санкций против Москвы.

***

Подводя итоги, можно сказать, что укрепление глобального сотрудничества и энергетический альянс России и Саудовской Аравии наверняка снимут напряжённость в международных отношениях и позволят стабилизировать мировой рынок нефти. Возможно, в какой-то мере получится решить и основную его проблему на сегодня – высокую волатильность цен на «чёрное золото». Ведь резкие перепады котировок мешают планировать расходы на разведку и освоение новых месторождений.

Попытки Саудовской Аравии запустить «новую ОПЕК» в тестовом, «опытно-промышленном» режиме, по идее, не должны помешать работе стран в привычном формате «ОПЕК+». Но обязательно возникнет вопрос главенства, ведь саудиты были безусловными лидерами картеля, а Москва, конечно же, не станет довольствоваться второстепенной ролью.

Тем не менее, пока Россия и Саудовская Аравия остро нуждаются в бюджетных доходах, они будут сотрудничать. Но фактор сланцевой нефти никуда не денется. Эр-Рияд купил себе время, чтобы быстрее осуществлять экспансию в области нефтепереработки в Азиатско-Тихоокеанском регионе и передавать технологии от американских сланцевых компаний своим производителям нефти и газа.

Да, на сегодняшний день наши страны объединяют общие интересы – стабилизация и развитие рынка нефти. Но не стоит забывать, что между нами масса противоречий в геополитической сфере, а также конфликт интересов на нефтяном рынке. И КСА станет прагматично выбирать для себя ту стратегию, которая будет ей удобна в зависимости от текущего политического расклада. Ввиду этого вряд ли стоит ожидать сохранения позитивных отношений и нарастания сближения между странами в долгосрочной перспективе. Но в краткосрочной всё же можно рассчитывать, что торгово-экономическое сотрудничество Москвы и Эр-Рияда в углеводородной и торгово-экономической сферах будет развиваться по нарастающей. ■

Бодалась ГНКАР с кризисом

В непростое десятилетие главная компания Азербайджана показала пример искусного тактического лавирования

Владимир МИШИН

В 1994 г. Баку, подписав главный нефтяной контракт республики – СРП по блоку Азери – Чираг – Гюнешли, – сделал экономическую ставку на добычу и экспорт углеводородного сырья. В 2008 г. глобальный экономический кризис, обвалив цены на нефть (в июле баррель стоил 147 долларов, в декабре уже 33), побил сырьевую ставку Азербайджана, который на вырученные от продажи нефти доллары рассчитывал приобрести за рубежом широчайший спектр товаров – от авиалайнеров и пармезана до лекарств и одежды. Абсолютная зависимость от импорта, а значит, опосредованно от объёмов валютных поступлений за проданную нефть де-факто нивелировала «рекордный рост экономики», рассчитанный в национальной валюте – манатах. Тот же ВВП, измеренный в конвертируемой валюте, – индикатор куда более точный. И он свидетельствует о серьёзной экономической стагнации в стране (см. табл. 1). И если бы не сформированный в 2008 г. «новый курс» ГНКАР, которую можно считать «государствообразующей» компанией Азербайджана, далеко не блестящая социально-экономическая ситуация, сложившаяся к началу 2019 г., была бы ещё сложнее.

Впрочем, философия «нового курса» не так уж и нова и сводится к трём положениям: обеспечению сырьевой безопасности Азербайджана при максимально возможном экспорте «излишков» нефти и газа, развитию нефтехимических производств со значительной добавленной стоимостью и экспорту капитала в страны с относительно высокой покупательной способностью населения. Поэтому главное в «новом курсе» ГНКАР – это его комплексная реализация. А тут у «главной компании» есть и успехи, и провалы.

Заводы хорошо, а промыслы лучше

Важнейшая задача ГНКАР на средне- и долгосрочную перспективу сформулирована президентом компании Ровнагом Абдуллаевым: *«В предстоящие годы и десятилетия необходимо стабилизировать добычу нефти и намного увеличить добычу природного газа»*.

Планируется «стабилизировать и увеличить» добычу «голубого топлива» за счёт старых месторождений и семи контрактов по новым месторождениям (см. табл. 2) на основе СРП и Risk Service Contract (RSC – контракт с минимальной гарантией возмещения).

Так, «большим успехом» ГНКАР считает создание в декабре 2018 г. установки стационарного основания (построено на открытом в 1984 г. Бакинском заводе глубоководных оснований им. Гейдара Алиева, входящем в структуру ГНКАР) на своём старом месторождении Булла Дениз (осваивается с 1975 г.). С него планируется пробурить одну разведочную и четыре эксплуатационные скважины. После выхода нового основания на проектную мощность ГНКАР намерена нарастить добычу на месторождении на 0,18 млн т нефти и 0,9 млрд м^3 газа в год. Но эти объёмы, скорее всего, пойдут на компенсацию падения производства на старых месторождениях ГНКАР (17 на море и 36 на суше).

Очевидный плюс в добыче обещают лишь семь новых проектов, участником которых является госкомпания. Сразу семь – это, конечно, серьёзно, мощно, перспективно. Но есть нюансы.

Умид, от которого в ГНКАР ожидали до 1 млн т конденсата и до 4–5 млрд м^3 газа в год, в 2018 г. дал около 0,03 млн т конденсата и менее 0,4 млрд м^3 газа (из трёх скважин, пробуренных со стационарного основания). Согласно планам госкомпании, на Умиде для наращивания добычи должна быть установлена вторая добывающая платформа, с которой в конце 2020 г. начнётся бурение первой эксплуатационной скважины.

В 2018 г. на Апшероне с плавучей полупогружной буровой установки (ППБУ) им. Гейдара Алиева (собственник – ГНКАР) началось бурение первой добывающей скважины глубиной 7400 м (завершение буровых работ планируется в III квартале 2019 г.). Добыча углеводородов на Апшероне на первом этапе будет осуществляться без платформы: на дне предполагается установить подводный добывающий комплекс. Стоимость проекта оценивается в 1 млрд долларов (бурение скважины, прокладка

Табл. 1. Базовые показатели развития экономики Азербайджана в 2008–2018 гг.

Показатель	2008 г.	2018 г.	Динамика, %
ВВП, млрд манатов	38,005	79,8	+110,0
ВВП, млрд долл.	48,5	46,9	–3,3
Золотовалютные резервы, млрд долл.	18	44,9	+149,4
Добыча нефти, млн т	44,46	38,8	–12,7
Добыча нефти ГНКАР, млн т	6,76	7,5	+10,9
Добыча товарного газа, млрд м³	16,7	20,3	+21,5
Добыча товарного газа ГНКАР, млрд м³	8,2	6,5	–20,7
Стоимость 1 доллара в манатах	0,784	1,7	+116,8
Средняя зарплата, манаты	268	540	+101,5
Средняя зарплата, долл.	341,8	317,6	–7,08
Средняя пенсия, манаты	96,0	226,8	+136,3
Средняя пенсия, долл.	122,5	133,4	+8,9

Источник: составлено автором.

подводных трубопроводов для транспортировки на берег газа и конденсата).

Пик плановой добычи, которая начнётся с 2020 г., – 1,5 млрд м³ газа (эти объёмы планируется реализовывать на внутреннем рынке) и 0,7 млн т конденсата в год.

В итоге Умид и Апшерон помогут ГНКАР стабилизировать годовую добычу нефти на уровне 1 млн т и значительно увеличить добычу газа, на 1,9–2 млрд м³.

Остальные пять новых проектов, по сути, представляют собой только планы по геологоразведке.

На Умиде, правда, могут быть построены ещё два добывающих основания, а на Апшероне пробурены три добывающие скважины второго этапа (прогнозная добыча – до 4 млрд м³ газа в год). Когда это произойдёт, вопрос открытый.

Важная составляющая реализации новых добычных проектов ГНКАР – это ППБУ им. Гейдара Алиева, строительство которой госкомпания начала в 2013 г. Хотя Азербайджан и является собственником двух модернизированных в рамках СРП советских ППБУ серии «Шельф» («Деде Горгуд» и «Истиглал»), он не стал экономить средства и вложился на перспективу. На строительство самой мощной в мире ППБУ было потрачено 1,1 млрд долларов (90% выделил Госнефтефонд, 10% – ГНКАР). В её создании приняла участие сингапурская компания Keppel Fels (проектная документация, изготовление узлов и агрегатов и т. п., монтаж установки в Баку).

В результате в мае 2017 г. ГНКАР стала собственницей ППБУ, способной работать на глубине моря 75–1000 м и бурить скважины длиною до 12190 м. В соответствии с далеко идущими планами компании, эта установка будет вести поиск углеводородов на глубоководных (500–1000 м) участках азербайджанского шельфа Каспия. По сути, это последний вероятный нефтегазовый резерв республики. Если сырьё на этих участках в результате разведочного бурения будет найдено, то добычу придётся вести, пробуривая эксплуатационные скважины с ППБУ им. Гейдара Алиева. То есть тем же самым бесплатформенным способом, который ГНКАР планирует «обкатать» с помощью Total на Апшероне.

Поделить нефть между НПЗ и экспортом

Одна из важнейших заявленных задач ГНКАР – обеспечение внутреннего рынка и внешних потребителей качественными (стандартов Евро-4 и Евро-5) видами моторного топлива, а также другими нефтепродуктами. В советское время в Баку были построены два НПЗ суммарной мощностью 20 млн т нефти в год. В постсоветское время их загрузка на полную проектную мощность стала «неактуальной». Во-первых, у ГНКАР не было соответствующих объёмов нефти (максимальная постсоветская добыча – 11,1 млн т в 1992 г.). Во-вторых, оборудование предприятий морально и физически устарело, производить на нём качественную продукцию, которую можно было бы продавать внутри страны и за её пределами, стало проблематично.

В ГНКАР эту непростую задачу решили так: для обеспечения топливом внутреннего рынка действующие мощности по первичной переработке сократить в три раза, очень старое оборудование демонтировать, просто старое – модернизировать и усилить потенциал завода новыми технологическими установками. А для экспортных поставок, ориентированных на европейский рынок, построить новый завод «поближе к потенциальным импортёрам» – в Турции.

Табл. 2. Новые месторождения, открытые ГНКАР в рамках СРП, и перспективные углеводородные структуры

Месторождение	Открытие	Ресурсы, млн т нефти или конденсата	Ресурсы, млрд м³ газа	Получение первых промышленных объёмов нефти или конденсата и газа	Партнёры
Умид	2010 г.	30–40	200	2012 г.	RSC: ГНКАР – 80%, частная Nobel Oil – 20%
Апшерон	2011 г.	108	326	2020 г. (прогноз)	СРП: Total, оператор – 50%, ГНКАР – 50%
Карабах	1998 г.	25–150 (оценочно)	20 (оценочно)	2021 г. (прогноз)	RSC: Equinor, оператор – 50%, ГНКАР – 50%
Бабек (перспективная структура)	2020 г. (бурение первой разведочной скважины)	80 (прогноз)	400 (прогноз)	–	RSC: ГНКАР – 80%, частная Nobel Oil – 20%
Шафаг-Асиман (перспективная структура)	2020 г. (бурение первой разведочной скважины с ППБУ им. Гейдара Алиева)	65 (прогноз)	500 (прогноз)	–	СРП: BP, оператор – 50%, ГНКАР – 50%
D-230 (перспективная структура)	2019–2020 гг. (проведение сейсморазведки 3D)	–	–	–	СРП: BP, оператор – 50%, ГНКАР – 50%
Блок Дан Улдузу – Ашрафи – Айпара (перспективная структура)	2019 г. (проведение сейсморазведки 2D и 3D)	–	–	–	СРП: Equinor, оператор – 50%, ГНКАР – 50%

Источник: составлено автором.

В результате «европейское направление» для ГНКАР стало приоритетным. «Под Европу» в 2008 г. в Швейцарии была учреждена компания SOCAR Trading SA, а в октябре 2018 г. в турецком Измире заработал завод Star (закладка фундамента – октябрь 2011 г., инвестиции – 6,3 млрд долларов, проектная мощность – 10 млн т нефти в год, поставки оборудования из Испании, Италии, Южной Кореи, Японии). Проектные показатели НПЗ Star следующие: 1,6 млн т нафты, 1,6 млн т авиакеросина, 5 млн т дизельного топлива, 300 тыс. т сжиженного газа, 630 тыс. т нефтяного кокса, 400 тыс. т ксилола, 160 тыс. т серы, 500 тыс. т риформата в год. Предполагается, что Star покроет 25% потребностей Турции в нефтепродуктах. Кроме того, ГНКАР планирует поставки топлива со своего турецкого НПЗ на европейский рынок: в Румынии ей принадлежит сеть из 42 АЗС, в Австрии сеть из 82 АЗС.

На проектную мощность Star выйдет в 2019 г. и за 15 лет, как планируют в Баку, принесёт госкомпании прибыль в размере 10,4 млрд долларов.

После строительства завода в Турции ГНКАР приступила к модернизации (работы проведёт испанская Tecnicas Reunidas) Бакинского НПЗ им. Гейдара Алиева. Данное предприятие возникло в декабре 2014 г. в результате слияния двух старых бакинских НПЗ. Модернизация предусматривает три этапа, в её ходе на заводе должны появиться 14 новых технологических установок. Работы обойдутся ГНКАР в 2–2,2 млрд долларов.

В декабре 2018 г. на БНПЗ была введена в эксплуатацию новая битумная установка мощностью 400 тыс. т в год и тем самым завершён первый этап модернизации. На втором этапе (2019–2020 гг.) планируется построить установки, обеспечивающие выпуск дизельного топлива стандарта Евро-5. На третьем (2021 г.) – установки для выпуска бензинов марок А-92, А-95 и А-98 стандарта Евро-5. Пока здесь производят лишь бензин марки А-92, высокооктановые бензины марок А-95 и А-98 Азербайджан вынужден импортировать.

В результате модернизации объёмы перерабатываемого на заводе сырья вырастут с 6 до 7,5 млн т в год.

Из каких источников ГНКАР планирует получать 10 млн т нефти для НПЗ Star и 7,5 млн т для переработки на БНПЗ? Планы по обеспечению первого из этих предприятий в общих чертах уже обозначены. Это будет сырьё из Азербайджана (экспортная нефть проекта АЧГ), Ирака и России. Так, «Роснефть» поставит в 2019 г. танкерами из Новороссийска 1 млн т.

До завершения модернизации БНПЗ о требующихся ему 7,5 млн т сырья говорить преждевременно, но вопрос всё равно остаётся. Во всяком случае, в 2018 г. на АЧГ было добыто 29 млн т нефти, на Шах-Денизе – 2,5 млн т конденсата, и все эти объёмы ушли на экспорт. На месторождениях ГНКАР получили 7,3 млн т жидких углеводородов, из которых 1,2 млн т экспортировали по нефтепроводу Баку – Новороссийск. Так что текущие потребности БНПЗ ресурсы госкомпании в минувшем году покрыли. Но поскольку ГНКАР взяла на себя обязательства по прокачке из Баку в Новороссийск до 1,5 млн т нефти в год, а в 2021 г. модернизированный БНПЗ потребует до 7,5 млн т сырья, через два года для «перераспределения между экспортом и переработкой» потребуется 9 млн т.

Впрочем, у ГНКАР есть широкие возможности получить недостающее: это импорт из России, Казахстана, Туркменистана или изъятие долевой нефти из объёмов, производимых на АЧГ и Шах-Денизе. Или, наконец, прирост добычи в рамках проектов Умид, Апшерон и т. д. В любом случае модернизированный БНПЗ, обеспечивающий нефтепродуктами топливный рынок Азербайджана (близко к 100%), Грузии (до 15%, реализуется на 119 грузинских АЗС госкомпании) и других стран (Афганистан, Турция, Мальта, Ливан), без сырья не останется.

За газ ответит Шах-Дениз

За задачу «намного увеличить добычу газа в Азербайджане» пока отвечает исключительно Шах-Дениз. Запустив в июне 2018 г. Фазу-2, консорциум по освоению данного месторождения добыл в минувшем году 11,5 млрд м^3 газа. Получив 2,3 млрд м^3 попутного газа от АЧГ и 6,5 млрд м^3 от ГНКАР, республика впервые за 28 лет независимости преодолела символическую планку – 20 млрд м^3. Добытых объёмов хватило и на рекордный экспорт (9,4 млрд м^3, из которых 7,2 млрд м^3 пошло в Турцию, а 2,2 млрд м^3 в Грузию), и на обеспечение внутреннего рынка (11,2 млрд м^3). Экспорт с Шах-Дениза составил 8,4 млрд м^3, а 3,1 млрд м^3 Фазы-1 Азербайджан оставил себе.

В 2019 г., по прогнозам, в Азербайджане ожидается добыча 26–27 млрд м^3 газа. При этом основной прирост, который пойдёт в Турцию (6 млрд м^3 в год), даст Фаза-2 Шах-Дениза.

Интерес представляет 2020 г., когда должен начаться экспорт азербайджанского газа (проектный максимум – 10 млрд м^3 в год) в Южную Европу. Однозначных ответов на вопросы, сколько сырья дадут через год Фаза-1 и Фаза-2 Шах-Дениза, Умид, Апшерон, АЧГ и старые месторождения ГНКАР, пока нет. Зато есть заявление главы госкомпании Р. Абдуллаева о том, что страна с 2019 г. прекращает импорт российского и туркменского газа (в 2017 г. – 2,1 млрд м^3, в 2018-м – 1,8 млрд м^3), так как она способна за счёт собственной добычи обеспечить и внутренние потребности, и экспортные обязательства, и ежегодное заполнение подземных хранилищ газа (3,5 млрд м^3).

ГНКАР добавляет стоимость

Расширять географию своей деятельности ГНКАР (в лице дочерней структуры SOCAR Turkey Petrokimya) начала в кризисном 2008 г., приобретя за 2,04 млрд долларов 51% акций крупнейшего в Турции нефтехимического комплекса Petkim, созданного в 1965 г. В Petkim входят 14 нефтехимических предприятий, производящих 20 ви-

дов продукции (проектная мощность – 3,6 млн т в год, в 2008 г. выпущено 2,89 млн т).

После выхода на проектную мощность НПЗ Star комплекс Petkim должен получать от партнёра 1,6 млн т базового сырья (нафты) в год, что в перспективе позволит предприятию выйти на проектный уровень производства нефтехимической продукции и сэкономить до 70 млн долларов в год. Что касается экономической эффективности Petkim, то в 2019 г. консолидированная (до уплаты налогов и отчислений на амортизацию) прибыль комплекса в условиях снижения цен на продукцию и объёмов её реализации может составить до 320 млн долларов.

Вторым важным нефтехимическим проектом ГНКАР стало строительство в Сумгаите комплекса SOCAR Polymer стоимостью 816 млн долларов. Проект стартовал в 2013 г., доля госкомпании в нём – 52,2% (остальные участники – пять частных азербайджанских компаний). В 2018 г. были сданы в эксплуатацию завод по выпуску полиэтилена высокой плотности (ПВП) проектной мощностью 120 тыс. т в год (четыре модификации полиэтилена) и завод по производству полипропилена мощностью 184 тыс. т в год (10 модификаций полипропилена).

В 2019 г. SOCAR Polymer, как ожидается, выпустит 100 тыс. т ПВП и 150 тыс. т полипропилена, а в 2020 г. выйдет на проектные 300 тыс. т продукции в год. Из них до 30% пойдут на внутренний рынок, а 70% на экспорт. Пока продукция SOCAR Polymer находит сбыт в России, Белоруссии, Турции и на Украине, но в ГНКАР надеется наладить экспорт сумгаитских ПВП и полипропилена в Китай и Индию.

От успешной реализации продукции на внешнем рынке зависит и заявленная ГНКАР прибыль от работы SOCAR Polymer. Предполагается, что чистая прибыль за время проектного функционирования предприятия достигнет 2 млрд долларов, налоги в госказну – 0,6 млрд.

Третий нефтехимический проект ГНКАР – Карбамидный завод в Сумгаите (начало строительства – 2014 г., инвестиции – 780 млн евро, из которых 80 млн – средства ГНКАР, 200 млн – госбюджета, 500 млн – зарубежные кредиты). Завод заработал в 2018 г., он выпускает аммиак, карбамид и карбамидные гранулы. На проектную мощность в 650 тыс. т карбамида в год предприятие, как планируют в ГНКАР, выйдет в марте-апреле нынешнего года. При этом на внутренний рынок направят до 200 тыс. т карбамида, на внешний – излишки в объёме 450 тыс. т.

И наконец, четвёртый нефтехимический проект ГНКАР – это метаноловый завод SOCAR Methanol мощностью 720 тыс. т метанола в год. Он был построен азербайджанской частной компанией AzMeCo за 500 млн долларов, а в 2016 г. вошёл в состав ГНКАР. В 2017 г. это предприятие выпустило 265 тыс. т метанола, но затем госкомпания начала на относительно новом заводе капитальный ремонт, завершить который планируется в 2019 г. После этого производство метилового спирта в Азербайджане должно составить до 650 тыс. т в год, а основным направлением его экспорта станет Турция.

SOCAR Polymer, Карбамидный завод и SOCAR Methanol – современные предприятия, ориентированные на выпуск конкурентоспособной продукции с относительно высокой добавленной стоимостью. Проекты для экономики Азербайджана, безусловно, важные. Во-первых, они обеспечивают рабочими местами свыше 2 тыс. человек. Во-вторых, используют в качестве исходного сырья местный природный газ. Как следствие, перед ГНКАР на долгую перспективу (25–30 лет) стоит принципиальная задача по обеспечению своих нефтехимических заводов газом.

Существенный момент: в 2018 г. именно нефтехимические предприятия ГНКАР обеспечили резкий – на 12% – рост внутреннего потребления газа. Так, в 2017 г. республика (население, ТЭС, нефтехимические предприятия) потребили 10 млрд м^3 газа, а в 2018 г., когда заработали SOCAR Polymer и Карбамидный завод, спрос вырос до 11,2 млрд м^3.

Если вышеперечисленные предприятия выйдут на проектную мощность, то в 2019 г. Азербайджану для внутреннего потребления будет необходимо до 13 млрд м^3 газа. В этом контексте закономерно заявление, сделанное Р. Абдуллаевым: *«Устойчивая деятельность новых заводов зависит от бесперебойного снабжения их сырьём, поэтому ГНКАР продолжает инвестировать в разработку нефтегазовых месторождений»*.

Плата за «глобальный бренд»

Р. Абдуллаева отметил: *«ГНКАР стала одной из ведущих мировых энергетических компаний и глобальным брендом Азербайджана»*. Действительно, к началу 2019 г. с её участием были решены основные задачи национального ТЭК. Во-первых, сырьевые: запущена добыча газа и конденсата в рамках Фазы-2 Шах-Дениза, производство нефти на АЧГ вошло в стадию стабилизации, на подходе сырьё проектов Умид-2 и Апшерон. Во-вторых, ориентированные на экспорт транспортные: запущены вторая очередь Южно-Кавказского трубопровода (ЮКТ-2), участок Трансанатолийского газопровода (проектная мощность – 16 млрд м^3 в год) до турецкого Эскишехира, завершено строительство второй очереди контейнерного терминала Petlim (с декабря 2018 г. – SOCAR Terminal, суммарная мощность перевалки примерно 1,5 млн контейнеров в год). В-третьих, нефтехимические: НПЗ в Турции, заводы в Азербайджане.

Но «решение основных задач ТЭК» за минувшие 10 лет обошлось госкомпании и государству ориентировочно более чем в 22 млрд долларов, в том числе 14,2 млрд потребовали проекты в Турции, 2,8 млрд – Фаза-2 Шах-Дениза, включая ЮКТ-2, свыше 5 млрд – ППБУ и заводы в Баку. Но и это не предел: впереди работы на АЧГ (суммарно расходы ГНКАР – 10 млрд долларов) и новые турецкие проекты госкомпании стоимостью 5,3 млрд (девять АЗС в новом аэропорту Стамбула, покупка газораспределительных сетей германской EWE A.G. в Турции, приобретение 600–700 АЗС в регионах страны). Новые каспийские проекты ГНКАР (добыча и разведка) в этом инвестиционном ряду пока «вынесены за скобки».

При этом свыше 80% финансовых средств, вложенных в «глобальный бренд», – заёмные. Другими словами, долговое бремя – одна из самых серьёзных проблем ГНКАР в среднесрочной перспективе. В госкомпании о решении этой проблемы говорят аккуратно: *«ГНКАР за минувшие десять лет провела реформы в области управления финансами, повысила операционную эффективность»*.

К числу эффективных мер следует отнести оптимизацию численности (сокращение) кадров, передачу в октябре 2013 г. всего Каспийского морского нефтяного флота госкомпании (210 судов различных типов) ЗАО «Азербайджанское Каспийское морское пароходство». Кроме того, делается акцент на *«доходы, полученные на внешних рынках и уже превосходящие доходы компании внутри республики»*. Но внешние рынки стали для ГНКАР приоритетными в том числе и потому, что доходы и, соответственно, покупательная способность тамошних потребителей заметно выше, чем граждан Азербайджана.

Впрочем, ГНКАР в кризисные годы сделала, что могла, так что осталось расплатиться по счетам не только финансовым, но и социально-экономическим. ■

VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ 2019

23 АПРЕЛЯ

Отель «Кемпински Мойка 22»,
Санкт-Петербург

В ПРОГРАММЕ КОНФЕРЕНЦИИ:

- опыт использования российских реагентов для бурения и нефтеизвлечения;
- новые рецептуры для разных категорий скважин;
- состояние и перспективы эксплуатационной и разведочной проходки;
- результаты импортозамещения в отрасли;
- варианты повышения нефтеотдачи месторождений на разных стадиях эксплуатации.

НАШИ КОНТАКТЫ:

+7 (495) 276-77-88
org@creonenergy.ru

РЕКЛАМА

Труженицы нефтяной нивы

На протяжении всей истории отечественного нефтегазового комплекса российские женщины вносили весомый вклад в его становление и развитие

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

Отечественный нефтегазовый комплекс уже с самого начала форсированной индустриализации в СССР являлся сферой применения женского труда. Многие женщины быстро осваивали новые профессии, становились стахановцами и ударниками труда, занимали руководящие должности, получали высокие правительственные награды. В этой славной когорте достойное место занимают нефтепереработчик Анна Молий, геолог-нефтяник Софья Белкина и доктор геолого-минералогических наук, профессор Минодора Иванова.

Директор Ухтинского НПЗ

Родилась Анна Молий в Баку 16 (3) февраля 1909 г. в семье рабочего-нефтяника. Окончив среднюю школу, летом 1928 г. она подала документы на технологический факультет Азербайджанского политехнического института им. М. Азизбекова. Обязанности ректора АПИ в тот год исполнял известный организатор нефтяной промышленности, руководитель объединения «Азнефть» Михаил Баринов (1888–1937).

Анна Молий была одной из шести девушек, поступивших в тот год на специальность «переработка нефти». Училась она с большой охотой, принимала активное участие в работе студенческой комсомольской организации. В 1930 г. вуз получил новое название – Азербайджанский нефтяной институт, а через два года Анне выдали диплом инженера-технолога с отличием. Получив заманчивое предложение от руководства факультета продолжить учёбу в аспирантуре, она, тем не менее, решила применить свои знания на производстве и начала трудовую деятельность на Бакинском нефтеперерабатывающем заводе имени А. Джапаридзе.

Во время работы в Баку Анна настойчиво стремилась учиться у признанных советских специалистов-нефтепереработчиков. Среди них – главный инженер объединения «Азнефтезаводы» Константин Кострин (1901–1974), впоследствии – кандидат технических наук, профессор АзИИ; начальник главной заводской лаборатории Борис Рыбак (1909–1961), впоследствии – заместитель наркома нефтяной промышленности СССР в 1941–1946 гг., кандидат технических наук, дважды лауреат Сталинской премии; начальник сектора главной лаборатории Александр Скобло (1909–2000), впоследствии – основатель отечественной научной школы «Процессы и аппараты нефтегазопереработки», доктор технических наук, профессор, дважды лауреат Сталинской премии.

Анна Яковлевна Молий (1945 г.)

Десятого июня 1940 г. было принято постановление Совнаркома СССР и ЦК ВКП(б) «О развитии Ухтинского нефтяного месторождения». В нём обозначены меры по освоению Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, которой предстояло занять особое место в экономической стратегии государства. Один из пунктов постановления относился к необходимости укрепления производства квалифицированными кадрами.

Правительственное решение вскоре было доведено до инженерно-технических работников «Азнефти», и в составе группы бакинских нефтепереработчиков в сентябре 1940 г. Анна Молий прибыла в Коми АССР, в посёлок Чибью. Её сразу зачислили в штат производственного отдела Ухто-Ижемского комбината НКВД СССР на инженерную должность. В её служебные обязанности входило курирование деятельности Ухтинского нефтеперерабатывающего завода, введённого в

Директор Ухтинского нефтеперерабатывающего завода А. Я. Молий (60-е гг. XX в.)

эксплуатацию в 1934 г. Это предприятие и стало её судьбой на целых 33 года.

Уже в начале Великой Отечественной войны на плечи Анны Молий легла огромная ответственность. В феврале 1942 г. приказом начальника Ухто-Ижемского комбината, майора госбезопасности Семёна Бурдакова (1901–1978), она была назначена руководителем Ухтинского нефтеперерабатывающего завода. В то время Анна Молий являлась единственной женщиной – руководителем такого ранга в нефтеперерабатывающей отрасли.

В военное время Ухтинский НПЗ под руководством Анны Молий стал главным поставщиком на фронт моторного топлива, керосина, смазочных материалов: машинного и веретённого масел, автола, смазочного мазута, солидола, нигрола. Почти весь инженерно-технический состав НПЗ составляли «враги народа», безвинно осуждённые по печально известной 58 статье Уголовного кодекса СССР. Известно, что многим «политзекам» Анна Молий фактически спасла жизнь и благодаря ей целому ряду инженерам-нефтепереработчикам смягчили лагерный режим и сократили сроки заключения.

В связи с захватом немцами летом 1942 г. Краснодара в единственном в стране предприятии, которое выпускало лаковый битум, встал вопрос об организации совершенно нового вида производства. Этот нефтепродукт был остро необходим авиационной, танковой, электротехнической и лакокрасочной отраслям промышленности. В короткие сроки в лаборатории Ухтинского НПЗ провели опытные работы по получению лакового битума из гудрона тяжёлой ярегской нефти. Затем из деталей старой кубовой батареи была построена установка по получению лакового битума. Ряд специалистов возражали против её запуска, поскольку изношенный металл мог разрушиться от «усталости». Однако под персональную ответственность Анны Молий установку всё-таки ввели в эксплуатацию.

В том же году специалисты завода разработали способ получения морозоустойчивой смазки, что обеспечило бесперебойную работу Северной железной дороги и автотранспорта в суровых зимних условиях.

В целом за годы войны переработка сырья на заводе выросла почти в три раза, общий её объём составил 550 тыс. т нефти, номенклатура выпускаемой продукции увеличилась с семи до 15 видов. Среди этой продукции был даже гуталин для чистки обуви. В сутки выпускали по 100 коробочек с яркой этикеткой, на которой изображалось восходящее солнце и было написано «Северное Сияние».

За большие трудовые заслуги в деле достижения победы над врагом коллективу Ухтинского нефтеперерабатывающего завода в 1944 г. вручили Красное знамя Государственного Комитета Обороны СССР, а Анна Молий была награждена орденом Трудового Красного Знамени.

После окончания войны под её руководством начаты большие работы по реконструкции завода, что привело к существенному росту выпуска нефтепродуктов. Это достижение также получило высокую правительственную оценку. В 1950 г. ей вручили второй орден Трудового Красного Знамени, а в 1952-м она была удостоена высшей награды страны – ордена Ленина. Следует упомянуть и об её активном участии в общественной жизни республики. Так, с 1947-го по 1951 г. она избиралась заместителем Председателя Президиума Верховного Совета Коми АССР.

Курирование деятельности Ухтинского НПЗ Анна Молий продолжила в 1951 г. уже в должности заместителя начальника производственно-технического отдела Ухткомбината МВД СССР. А в 1953 г. её направили в Москву, на учёбу в Академию нефтяной промышленности. Через два года после успешного завершения

учёбы Анна Молий вернулась в Ухту и была вновь назначена на должность директора Ухтинского НПЗ.

Под её руководством активизировались работы по модернизации производства и расширению номенклатуры выпускаемой продукции. В 1958 г. на предприятии внедрили новую технологию получения высококачественного битума, поставки которого шли в столицу.

Вскоре в республиканской газете «Красное знамя» появилась статья журналиста Григория Адибекова «Ухта “одевает” дороги Москвы». За «высокие достижения в производстве» 19 марта 1959 г. Указом ВС СССР Анна Молий была удостоена ордена «Знак Почёта».

Эта награда придала ей силы в работе по мобилизации коллектива на трудовые свершения. И спустя время была достигнута новая вершина. 29 августа 1961 г. областной совет профсоюзов Коми АССР принял постановление о присвоении Ухтинскому нефтеперерабатывающему заводу звания «Предприятие коммунистического труда». В последующие годы ухтинские нефтепереработчики стремились своим ударным трудом оправдать высокие награды. В октябре 1967 г. за выдающиеся трудовые достижения коллектив завода был награждён Памятным Красным Знаменем ЦК КПСС, Совета Министров СССР, ВЦСПС.

В том же году в жизни Анны Молий произошёл очередной поворот. В кабинете одного из руководителей республики ей предложили перейти на работу в Ухтинский филиал Всесоюзного научно-исследовательского института природных газов с напутствием: «*В настоящее время Ваш практический опыт и знания нужнее на этой работе*». В течение 12 лет в этом научном учреждении она возглавляла лабораторию переработки газа и конденсата. Под её руководством были проведены обширные работы по исследованию качества природного газа, газового конденсата и продуктов их переработки. Активно велись разработка и усовершенствование методик определения физико-химических показателей данной продукции. Эта плодотворная деятельность также заслужила высокую оценку – в 1978 г. Анна Молий была удостоена звания «Почётный гражданин города Ухты».

В апреле 1979 г. Анна Яковлевна Молий ушла из жизни, похоронили её на городском кладбище Ухты. 31 октября 2000 г. по итогам городского конкурса ей посмертно было присвоено почётное звание «Ухтинец XX века». А 4 сентября 2009 г. на здании заводоуправления Ухтинского нефтеперерабатывающего завода была торжественно открыта мемориальная доска в честь её плодотворной и долголетней деятельности. Память об этой выдающейся женщине, талантливом организаторе нефтеперерабатывающего производства жители Ухты бережно хранят, и на её могильном памятнике неизменно лежат свежие цветы.

На крутых виражах нефтяной геологии

Будущий геолог Софья Белкина родилась 25 декабря 1908 г. в селе Журавичи Быховского уезда Могилёвской губернии. После революции её родители переехали в Подмосковье, где в 1924 г. она начала трудовую деятельность на фабрике «Красный текстильщик». В короткие сроки Софья освоила профессию, стала ударницей и активно участвовала в общественной жизни. В 1930 г. по «рабочей квоте» и рекомендации комсомола она поступила в Московский нефтяной институт им. И. М. Губкина на факультет геологии и разведки нефти. В этом вузе, благодаря усилиям академика Ивана Губкина, был создан сильный научно-педагогический коллектив, позволявший вести активную работу по подготовке специалистов высшей квалификации для нефтяной промышленности страны.

В стенах здания института по Большой Калужской улице студентка Белкина с большим интересом прослушала лекции заведующего кафедрой геологии нефти академика Ивана Губкина (1871–1939), известного русского палеонтолога профессора Давида Иловайского (1878–1935), доцентов Михаила Чарыгина (1894–1965), Леонида Пустовалова (1902–1970), Сергея Фёдорова (1896–1970) и других. В её дальнейшей практической работе большую роль сыграли учебные курсы этих учёных: «Учение о нефти», «Нефтяные месторождения СССР», «Геология нефтяных месторождений», «Поиски и разведка нефтяных месторождений».

Летом 1935 г. Софья Белкина получила диплом инженера-геолога и значок выпускника Московского нефтяного института. По распределению её направили в объединение «Грознефть» на должность геолога Конторы разведочных промыслов. В то время в пределах Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции шло освоение нового нефтяного месторождения Ачи-Су, и это стало хорошей школой для молодого специалиста. За-

Софья Гдальевна Белкина (1964 г.)

тем была успешная работа уже в должности старшего геолога на целом ряде грозненских месторождений: Малгобек-Горском, Избербашском и Ойсунгурском.

В 1940 г. решением руководства отрасли Софью Белкину перевели на работу в комбинат «Азнефтедобыча» на должность старшего геолога треста «Артёмнефть», а через год её направили на промысел треста «Нефтечала».

В годы войны на долю тружеников нефтяной отрасли выпало много суровых испытаний. Благодаря их самоотверженному труду советские войска были в полной мере обеспечены горючим и смазочными материалами. В этом был и личный вклад геолога Софьи Белкиной, награждённой медалями «За оборону Кавказа» и «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

В послевоенное время результаты её полевой деятельности оценило руководство отрасли, и в 1949 г. она была назначена начальником геологической партии треста «Кузнецкнефтегеология», ведущей разведку на нефть на территории Волго-Уральского региона. А через четыре года её уже ждало новое назначение – в Западную Сибирь, – в регион, о котором через несколько лет станет известно всей стране.

21 сентября 1953 г. мощный газовый фонтан в Берёзове дал импульс расширению масштабов поисковых работ в Западной Сибири. Трест «Тюменьнефтегеология» остро нуждался в квалифицированных специалистах-геологах. И Софья Белкина решила стать в ряды перво-

Сибирские геологи (60-е гг. XX в.)

проходцев западносибирской «нефтяной целины». Осенью 1953 г. она приступила к выполнению обязанностей старшего геолога Тюменской буровой партии треста «Тюменьнефтегеология».

Возглавлял это предприятие опытный организатор производства Афанасий Шиленко, лауреат Сталинской премии (1952), а главным геологом был Лев Ровнин (1928–2014), впоследствии министр геологии РСФСР, Герой Социалистического Труда, доктор геолого-минералогических наук. В сентябре 1957 г. тресты «Тюменьнефтегеология» и «ЗапСибнефтегеофизика» были объединены в Тюменский геологоразведочный трест. Управляющим треста был назначен известный геолог Юрий Эрвье (1909–1991), впоследствии Герой Социалистического Труда. А в декабре 1957 г. этот трест был преобразован в крупнейшее в стране Тюменское территориальное геологическое управление во главе с Юрием Эрвье.

В 1958 г. Софья Белкина назначена на должность начальника геологического отдела этого управления. А в следующем году она одной из первых по достоинству оценила значение открытия первой западносибирской нефти, полученной 25 сентября 1959 г. бригадой бурового мастера Семёна Урусова (1926–1991) на Мулымьинской структуре, вблизи села Шаим. С её подачи руководством «Главтюменьгеологии» в начале 1960 г. было принято решение организовать Шаимскую нефтеразведочную экспедицию, которую возглавил геолог Михаил Шалавин (1908–1970).

Знак лауреата Ленинской премии

В сложных условиях сибирской зимы бригада Семёна Урусова начала бурение скважины № 7, и к концу марта её удалось довести до проектной глубины – 1 тыс. 436 м. 29 марта 1960 г. был взят очередной пробный керн и в трещинах породы обнаружена нефть. Это придало новые силы всем нефтеразведчикам. И через три недели пришёл долгожданный успех – скважина начала фонтанировать с невиданной силой, буквально заливая буровую.

Следующая пробуренная бригадой Семёна Урусова скважина (№ 6), как и предыдущая, дала мощный нефтяной фонтан. Две фонтанирующие скважины на Мулымьинской площади убедительно подтвердили открытие первого в Западной Сибири Шаимского (Трёхозёрного) месторождения и стали предвестницами начала нефтяной Сибириады, доказав правильность направления геологического поиска.

Начальник геологического отдела «Главтюменьгеологии» Софья Белкина принимала активное участие в выработке направлений и организации геологоразведочных работ в Западной Сибири. Систематизация, обобщение и анализ большого объёма геолого-геофизической информации позволили установить закономерности пространственного размещения залежей углеводородного сырья, выработать наиболее рациональные методы поисков и разведки месторождений. Весомая причина успеха западносибирских геологов заключалась в рациональной организации и умелом руководстве геологоразведочными работами, когда деятельность экспедиций управлялась из единого центра постоянно и при необходимости определялись и корректировались наиболее перспективные направления.

Софья Белкина вошла в группу учёных и геологов, убедительно обосновавших безусловную перспективность Западной Сибири в нефтегазоносном отношении. Она приняла непосредственное участие в открытии целого ряда месторождений. За научное обоснование перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и открытие Берёзовского газоносного района ей в числе группы учёных и специалистов в апреле 1964 г. присуждена Ленинская премия.

Медаль «За освоение и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири»

После ухода на заслуженный отдых ценный опыт геолога Софьи Белкиной использовался в течение ряда лет в специальном подразделении «Главтюменьгеологии», занимавшемся подсчётом запасов залежей нефти и газа. В последующие годы она активно работала в отраслевом Совете ветеранов, передавая свои знания молодому поколению западносибирских геологов. Эта активная деятельность также была оценена руководством отрасли, в 1978 г. ей вручили медаль «За освоение и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири».

Софья Гдальевна Белкина скончалась 26 декабря 1989 г., похоронена на городском кладбище Тюмени. Её именем назван вид из подкласса фораминифер верхней юры Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Профессор Минодора Иванова

Будущий учёный-нефтяник Минодора Иванова родилась 1 октября 1922 г. в селе Речица Ливенского уезда Орловской губернии. В 1941 г., после окончания средней школы, она поступила на геологоразведочный факультет Московского нефтяного института им. И. М. Губкина. В то время это был один из ведущих вузов страны, успевший подготовить за десять лет своей деятельности 1 тыс. 436 инженеров-нефтяников.

Время учёбы студентки Ивановой выпало на драматичный для всей страны период. В октябре 1941 г. Московский нефтяной институт был эвакуирован в Уфу и располагался недалеко от станции Черниковка. В непростых условиях учебный процесс на 26 кафедрах осуществляли девять профессоров, в том числе шесть докторов наук, а также 30 доцентов и старших преподавателей, в том числе 18 кандидатов наук, и 24 ассистента. Для студентов и преподавателей условия учёбы и быта оказались крайне сложными. Они жили в холодных, неблагоустроенных бараках. Остро ощущался недостаток питания, одежды, обуви, электрических лампочек, книг и бумаги. Однако деятельность института продолжалась.

Преподаватели и студенты оказывали посильную помощь фронту: участвовали в сборе одежды в фонд обороны и для детей погибших воинов, работали в колхозах и совхозах, зимой боролись со снежными заносами на железнодорожных путях. Студенты создали 24 рабочие бригады и посменно трудились на Уфимском крекинг-заводе.

Минодора Макаровна Иванова (1975 г.)

В ноябре 1943 г. преподаватели и студенты вернулись из эвакуации в Москву, и учебный год уже продолжился в родных стенах. С большой радостью студентка Иванова, как и все её однокурсники, встретила Указ Президиума Верховного Совета СССР от 26 мая 1945 г. о награждении Московского нефтяного института орденом Трудового Красного Знамени *«за успешную работу по подготовке кадров для нефтяной промышленности и в связи с 25-летием со дня основания»*.

Летом 1946 г. после окончания института горный инженер-геолог Минодора Иванова была направлена по распределению на работу в трест Сахалиннефть. Она была назначена на должность геолога нефтепромысла Эхаби и уже через год стала здесь главным геологом. Однако полностью её талант как геолога-практика раскрылся уже на просторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В 1949 г. решением кадровой службы её направили на работу в Татарскую АССР. К тому времени на территории республики уже открыли месторождения нефти с суммарными промышленными запасами 430 млн т. Годом ранее вблизи деревни Ромашкино из скважины № 3, из девонских песчаников, была получена нефть суточным дебитом 120 т. Тем самым было открыто Ромашкинское месторождение, одно из крупнейших в мире. Для его крупномасштабной разработки остро требовались опытные специалисты-геологи. Минодора Иванова быстро вошла в курс дела, хорошо зарекомендовала себя в должности промыслового геолога и в июне 1954 г. её назначили главным геологом треста «Бугульманефть», включавшего в себя Ромашкинский, Минибаевский и Шугуровский нефтепромыслы. В этой должности она проработала шесть лет.

К тому времени Министерство нефтяной промышленности СССР приняло

На одном из месторождений Татарской АССР (50-е гг. XX в.)

решение о разработке Ромашкинского месторождения, разрезав его рядами нагнетательных скважин на несколько площадей. В начале закачки воды главный геолог Иванова стремилась тщательнее исследовать скважины, снимать как можно больше показателей их работы. Особое внимание она уделяла приёмистости пластов, влиянию воды на ближайшие добывающие скважины. И тогда же она вместе с другими специалистами приступила к детальной корреляции пластов разрабатываемого горизонта.

Этой проблеме посвящена первая научная статья Минодоры Ивановой, которая была опубликована в сентябрьском номере журнала «Нефтяное хозяйство» за 1957 г. Она написана в соавторстве с её коллегами-геологами и посвящена состоянию разработки Ромашкинского месторождения. В ней проанализированы результаты первых лет разработки и обозначены рекомендации, основанные на более глубоком геологическом изучении месторождения с использованием детальной корреляции и установлением гидродинамических свойств пласта. Кроме того был выдвинут ряд предложений по исправлению заданной сетки скважин.

В 1960 г. Минодора Иванова была назначена заместителем директора Татарского нефтяного научно-исследовательского института (ТатНИИ) и продолжила уже с новых позиций свою работу по научно-техническому сопровождению разработки нефтяных месторождений на территории республики. В апреле 1962 г. ей в составе группы учёных и специалистов была присуждена Ленинская премия *«за новую систему разработки нефтяных месторождения с применением внутриконтурного заводнения и её осуществление на Ромашкинском месторождении»*.

В 1962 г. М. Иванова была переведена в Москву на должность главного специалиста Государственного комитета нефтедобычи СССР и в том же году после успешной защиты диссертации удостоена учёной степени кандидата геолого-минералогических наук. В следующем году её утвердили на должность заместителя начальника Главного геологического управления Госкомнефтедобычи. А в 1965 г. перешла на ту же должность в Миннефтепром СССР, где проработала девять лет.

В период 1963–1974 гг. она являлась учёным секретарем Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений, принимая самое активное участие в её работе. При её непосредственной поддержке разрабатывались и внедрялись инновационные методы добычи нефти, которые позже позволили нашей стране выйти на первое место в мире по скорости открытия и освоения новых месторождений. Летом 1971 г. она была в числе делегатов Международного нефтяного конгресса в Москве.

Титульный лист учебника «Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа» (1985 г.).

Знак «Почётный работник высшего профессионального образования»

В 1974 г. Минодора Иванова была утверждена заведующей кафедрой промысловой геологии нефти и газа Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина. Через два года она стала доктором геолого-минералогических наук, ей было присвоено звание профессора. В период работы в вузе она большое внимание уделяла подготовке молодых высококвалифицированных кадров для нефтяной науки и для производства. Более 17 лет она возглавляла кафедру, была талантливым педагогом и блестящим лектором. С 1991 г. работала в должности профессора кафедры.

Высочайший профессионализм, широта кругозора, полная самоотдача в работе, требовательность и доброжелательность – все эти и другие профессиональные и человеческие качества привлекали к ней многих соратников и друзей как из Москвы, так и из разных городов России. Под её руководством и при её консультации подготовлен целый ряд докторов и кандидатов геолого-минералогических наук.

Научные труды доктора геолого-минералогических наук, профессора Минодоры Ивановой хорошо известны у нас в стране. В их числе – монографии «Динамика добычи нефти из залежей» (1976), «Эффективность эксплуатации залежей нефти при заводнении» (1980), «Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа» (1985).

Её вклад в нефтяную науку и подготовку специалистов высшей квалификации отмечен высокими правительственными наградами: двумя орденами Трудового Красного Знамени, орденом «Знак Почёта», медалями «За оборону Москвы», «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.»; званиями «Заслуженный геолог РСФСР», «Почётный нефтяник», «Почётный работник газовой промышленности», «Почётный работник топливно-энергетического комплекса», «Почётный работник высшего профессионального образования».

28 февраля 2014 г. Минодора Макаровна Иванова ушла из жизни. В мартовском номере журнала «Нефтяное хозяйство» был опубликован некролог, в котором говорилось, что своей большой и многолетней плодотворной научной и педагогической деятельностью в области нефтяной геологии она внесла достойный вклад в развитие отечественного нефтегазового комплекса. ■

23-28 ИЮНЯ 2019 САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

www.flf-russia.com

FACEBOOK
МЕРОПРИЯТИЕ

FUTURE LEADERS FORUM 2019

6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

ПЛАТИНОВЫЙ СПОНСОР

Компания РуссНефть

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ

ЛУКОЙЛ

СУРГУТНЕФТЕГАЗ

TATNEFT

LEADERSHIP СПОНСОР ExxonMobil

СПОНСОР НОВАТЭК

РЕКЛАМА

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVII международная выставка

Нефтегазовое направление

Химия. Нефтехимия

Сервисное направление

21–24.05.2019

УФА.

ВДНХ ЭКСПО

GAZNEFTUFA
@GAZNEFTUFA
#ГАЗНЕФТЬУФА
#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ
#ГНТ
#GASOILEXPO

Регистрация на форум: www.gntforum.ru **Бронь стенда: www.gntexpo.ru**

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство энергетики РФ · Минпромторг России

ОРГАНИЗАТОРЫ

Правительство Республики Башкортостан · Министерство промышленности и инновационной политики РБ · БВК

ПОДДЕРЖКА

УГНТУ РБ · Союз «Торгово-промышленная палата РБ»

СОДЕЙСТВИЕ

РЕКЛАМА

+7 (347) 246 41 77 gasoil@bvkexpo.ru