VILLA
BORDEAUX

«Вилла Бордо» — роскошный бутик-отель, расположенный на острове Санторини, Греция, с прекрасным видом на вулкан — идеальное место для корпоративных мероприятий, деловых переговоров и семейного отдыха

Фира, 847 00 Санторини, Греция
Тел.: +30 2286022775
E-mail: info@villabordeaux-santorini.com
http://www.villabordeaux-santorini.com

Рестораны Ля Коллин

Рестораны высокой авторской кухни знаменитого шеф-повара Жерома Кустийяса, совмещающей всё лучшее из французской и средиземноморской кулинарных школ.
«Ля Коллин Москва» — первый из этих ресторанов, открытый на Рублёво-Успенском шоссе, с просторной летней террасой и банкетными залами.
«Ля Коллин Санторини» — ресторан на Вилле Бордо, позволяющий наслаждаться вкусом самых изысканных блюд на фоне самых живописных пейзажей Греции

14 км Рублёво-Успенского шоссе, Горки 2, деревня Большое Сареево, ул. Речная, стр. 1
Тел.: +7 495 6355577
E-mail: info@la-colline.ru
http://la-colline.ru/

НЕФТЬ РОССИИ № 7-8 2019

Нефть России

июль – август 2019

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

https://neftrossii.ru

Время шельфовых проектов

Свежая кровь «Оренбургнефти»

Хлор в «Дружбе»: кто виноват?

Цифровые технологии для downstream

Кто диктует нефтяные цены?

Сядет ли НГК на инвестиционную диету?

Запасы на зиму

Готов ли отечественный НГК к ухудшению ситуации в мировой экономике и глобальной политике?

Валерий АНДРИАНОВ

Лето нынешнего года оказалось богатым на тревожные события, которые могут иметь далеко идущие негативные последствия. Развернувшаяся торговая война между США и Китаем грозит породить новую глобальную рецессию, от которой пострадают все экономики мира, включая российскую. Продолжается обострение международной напряжённости, выливающееся во всё новые порции различных санкций. В августе Вашингтон ввёл в действие очередной пакет ограничительных мер против РФ. Хотя прямой вред отечественной экономике от этих рестрикций близок к нулю, они всё же усиливают напряжённость не только в отношениях между двумя странами, но и в целом на мировой арене. Даже Китай, в последнее время служивший драйвером мирового экономического роста, начинает сдавать эти свои позиции – темпы его развития замедляются, а летние волнения в Гонконге заставляют многих экспертов усомниться и в незыблемости политической системы Поднебесной.

Самое печальное заключается в том, что все эти сюжеты невольно складываются в общий пазл, предвещая миру наступление непростых времён. И не исключено, что продлятся они не один год и «зима» для мировой экономики и глобальной политики будет долгой. Готова ли к такому сценарию Россия? А её нефтегазовый комплекс?

С одной стороны, «запасы на зиму» у отечественного НГК неплохие. Так, по словам министра экономики Александра Новака, инвестиции в нефтяную отрасль в 2018 г. по сравнению с 2017-м выросли на 4%, до 1,45 трлн рублей. А в нынешнем году они могут увеличиться до 1,5 трлн рублей. В целом по ТЭК объём инвестиций в РФ составляет около 5 трлн рублей в год. С другой стороны, нельзя переоценивать «накопленную жировую прослойку» отрасли. По оценке экспертов, уже вложенные инвестиции позволят в 2021–2022 гг. вывести добычу жидких углеводородов в РФ на исторический максимум за весь постсоветский период – 575 млн т (конечно, если этому не помешают параметры соглашения «ОПЕК+»), затем производственные показатели пойдут на спад (подробнее см. статью А. Валентинова «Наступит ли инвестиционная диета?»).

Поэтому неудивительно, что отечественные компании заранее готовятся к непростым временам, прежде всего за счёт реализации наиболее экономически оптимальных проектов и внедрения новых технологий. К примеру, «Роснефть» стремится к поддержанию собственной добычи как за счёт освоения новых активов, так и путём продления срока эксплуатации зрелых месторождений. Ожидается, что к 2022 г. доля добычи на запущенных в России после 2016 г. месторождениях составит около 20%. На зрелых объектах компания делает акцент на строительстве высокотехнологичных горизонтальных скважин, которые обеспечивают более эффективную разработку залежей и повышение нефтеотдачи пласта по сравнению с наклонно-направленными стволами (см. статью «Курс флагмана»).

Примером эффективной работы «Роснефти» с опорой «на старое и новое» может служить Оренбургская область. После многих лет падения добычи в АО «Оренбургнефть» в январе – мае нынешнего года она выросла на 2% к соответствующему периоду прошлого года. Это обусловлено как повышением эффективности традиционных промыслов, так и запуском в марте в промышленную эксплуатацию трёх новых месторождений – Восточно-Волостновского, Южно-Волостновского и Волостновского (см. статью В. Конькова «Свежая кровь»).

Большие перспективы российской нефтяной отрасли связаны с освоением бажена. Так, компания «Газпром нефть» создала полигон «Бажен» для разработки новых рентабельных технологий поиска и освоения баженовской свиты. У других нефтяных компаний также есть либо пилотные участки, либо аналогичные полигоны. Плюс к этому почти у всех компаний имеются свои лаборатории. Но, как подчёркивают эксперты, для освоения бажена также нужно решать вопросы логистики, выбора эффективной технологии бурения, способа транспортировки нефти в нефтехранилища или на нефтеперерабатывающие предприятия и т. д. (см. статью А. Чубата «Как подступиться к бажену?»).

Безусловно, важным резервом отечественной нефтедобычи остаётся шельф. Так, «Газпром» в нынешнем году сообщил об открытии двух месторождений на шельфе полуострова Ямал с суммарными запасами газа более 500 млрд м^3 – им. В. А. Динкова и Нярмейского. Компания собирается также освоить Крузенштернское газоконденсатное месторождение, на котором предполагается добывать порядка 30–32 млрд м^3 в год. В 2025 г. должно стартовать промышленное освоение месторождения Каменномысское-море в южной части Обской губы. Большие планы связаны и с освоением углеводородных ресурсов на шельфе Сахалина. В свою очередь, «ЛУКОЙЛ» активно разрабатывает месторождения на шельфе Каспия (см. статью М. Кутузовой «Время шельфовых инвестиций»).

Сегодня важнейшей тенденцией развития мирового НГК является цифровизация, без которой компании отрасли не смогут сохранить свои конкурентные позиции. И Россия в решении этого вопроса не стоит в стороне. «*Цифровая трансформация нефтяной промышленности предполагает кардинальные изменения бизнес-моделей и процессов российских компаний на основе новых технологических возможностей. Трансформация предусматривает не только цифровизацию активов компании, но и изменение принципов её работы, совершенствование бизнес-культуры. Что касается сектора downstream, то для внедрения цифровых решений в российскую нефтеперерабатывающую отрасль необходимы планирование выпуска нефтепродуктов и экономия электроэнергии*», – отмечается в статье «Оцифрованный downstream».

Таким образом, российский НГК выглядит достаточно неплохо перед лицом «наступающей глобальной зимы». Его ресурсный и технологический потенциал позволяет не только сохранить, но даже укрепить свои конкурентные позиции, несмотря на западные санкции, общую рецессию мировой экономики и возможные новые потрясения на международной арене. ■

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

НЕФТЯНОЙ СЕРВИС 16+

Журнал «Нефтяной сервис»
Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53537, 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 30.08.2019 г.
Цена свободная

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

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

Обложка – © «Газпром нефть»

СОДЕРЖАНИЕ

NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Запасы на зиму

Готов ли отечественный НГК к ухудшению ситуации в мировой экономике и глобальной политике? **1**

ДЕЛА КОМПАНИЙ

А. ВАЛЕНТИНОВ

Наступит ли инвестиционная диета?

Несмотря на санкции и действие пакта «ОПЕК+», российские компании наращивают инвестиции в новые проекты **4**

«Газпром нефть»

В. КОНЬКОВ

Свежая кровь

Чтобы развиваться, «Оренбургнефти» требуются новые территории и новые открытия **10**

А. ВАЛЕНТИНОВ

Курс флагмана

«Роснефть» продемонстрировала впечатляющие производственные и финансовые успехи по итогам первого полугодия **14**

А. ЧУБАТ

Как подступиться к бажену?

Российские компании и государство ищут технологии и методы разработки новой нефтегазоносной формации **21**

ШЕЛЬФ

М. КУТУЗОВА

Время шельфовых инвестиций

Главные проекты в российских и зарубежных акваториях **27**

«Газпром нефть»

ТРАНСПОРТ

И. НАДТОЧЕЙ,
аналитик Института развития технологий ТЭК (ИРТТЭК)

Хлор в «Дружбе»

Почему именно таким оказался итог либерализации отраслевого законодательства? **35**

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 **41**

МИРОВОЙ РЫНОК

Т. ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Кто диктует нефтяные цены?

Соглашение «ОПЕК+» стало фактором, способствующим ребалансировке мирового рынка углеводородов **48**

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

Нефть Востока

Национальные компании из Азии опережают по запасам и добыче пятёрку ведущих западных нефтегазовых корпораций **52**

ТЕХНОЛОГИИ

М. КУТУЗОВА

Оцифрованный downstream

Современные технологии повышают эффективность цепочки создания стоимости – от нефтеперерабатывающего завода до АЗС **56**

НАУКА И ТЕХНИКА

Г. СУХОРУКОВ,
профессор Лондонского Университета Королевы Марии;
В. ЕРОХИН,
доктор физико-математических наук;
А. ЗАМРИЙ,
исполнительный директор;
Н. ВИКТОРОВА,
старший советник
(Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза нефтегазопромышленников России)

Умные микроконтейнеры на службе нефтяников

Инновационная технология может найти применение в сфере транспортировки и переработки сырья **61**

ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Старший из братьев Нобель

К 190-й годовщине со дня рождения Роберта Нобеля, одного из пионеров российского нефтяного дела **65**

«Газпром нефть»

Наступит ли инвестиционная диета?

Несмотря на санкции и действие пакта «ОПЕК+», российские компании наращивают инвестиции в новые проекты

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Отечественный нефтегазовый комплекс сейчас переживает непростые времена, в первую очередь обусловленные внешними вызовами. Введённые против России санкции ограничили доступ к долгосрочному финансированию со стороны западных кредитных организаций, а также привели к частичному свёртыванию деятельности в РФ ряда иностранных компаний. Кроме того, нефтяная отрасль вынуждена учитывать ограничения на добычу, принятые в рамках соглашения «ОПЕК+». В свою очередь, газовая отрасль живёт в условиях обостряющейся конкуренции на мировых газовых рынках (прежде всего, в связи с реализацией новых СПГ-проектов в разных регионах). Учитывая вышеупомянутые факторы, было бы логично ожидать сокращения объёмов инвестиций в отечественный НГК и потери интереса к новым проектам со стороны российских нефтегазовых компаний. Однако на практике происходит обратное – инвестиции растут и игроки отрасли, вопреки всем трудностям, вкладывают средства в развитие новых промыслов.

Под знаком санкций и «ОПЕК+»

По оценкам РБК, по итогам 2018 г. в нефтегазовом секторе ТЭК объём инвестиций в основной капитал сократился на 1,4% и составил 3,1 трлн рублей. В результате ограничений добычи нефти в рамках сделки «ОПЕК+» в первой половине года были приостановлены инвестиции компаний отрасли в разработку новых месторождений. Поэтому в 2018 г. вложения в производство нефти и газа остались на уровне 2017 г. – 1,8 трлн рублей. Строительство магистральных газопроводов – «Северный поток – 2», «Турецкий поток» и «Сила Сибири» – стало драйвером инвестиционного роста в сегменте транспортировки нефти, газа и продуктов их пере-

работки. В прошлом году объём инвестиций по этому направлению вырос на 3%, до 939 млрд рублей.

Несколько иную статистику приводит Минэнерго. По словам министра экономики Александра Новака, инвестиции в нефтяную отрасль в 2018-м по сравнению с 2017 г. выросли на 4%, до 1,45 трлн рублей. А в нынешнем году они могут вырасти до 1,5 трлн рублей. В целом по ТЭК объём инвестиций в РФ составляет около 5 трлн рублей в год.

Безусловно, в связи с введением против России секторальных санкций со стороны ряда западных государств возникает вопрос: сможет ли отечественный НГК собственными силами обеспечить финансирование своих основных проектов? *«Российские нефтегазовые компании справятся с возможными новыми санкциями США, в этом можно не сомневаться»*,– заявил Александр Новак в начале нынешнего года. Однако ряд экспертов высказываются по этому поводу более осторожно.

Так, эксперты Аналитического кредитного рейтингового агентства (АКРА) отмечают, что санкции против российской нефтедобывающей отрасли скажутся на добыче уже в 2020 г. В исследовании, подготовленном агентством, говорится, что после введения санкций в 2014–2015 гг. целый ряд долгосрочных проектов по освоению новых нефтяных месторождений был отменён. В частности, это затронуло девять крупных совместных с ExxonMobil проектов «Роснефти». Для американской корпорации это означало потерю своих инвестиций, а для российской – необходимость начать поиск новых партнёров и инвесторов.

«Месторождения, эксплуатация которых началась после 2013 г., должны способствовать увеличению общего объёма добычи в период с 2019-го по 2020 г., однако в 2020-х понадобятся новые технологические и инвестиционные стимулы как для зрелых, так и для новых месторождений. Этот процесс потребует существенных затрат, но будет сдерживаться из-за санкций», – отмечается в исследовании.

В то же время, как считают эксперты АКРА, запрет на экспорт в Россию различных видов оборудования дал положительный импульс развитию внутри страны энергетического машиностроения и производства нефтегазового оборудования.

С другой стороны, эффект санкций можно назвать не столь значительным в связи тем, что Россия не стремится к существенному увеличению добычи за счёт реализации новых проектов. Наоборот, присоединившись к соглашению «ОПЕК+», наша страна вынуждена ограничивать производство «чёрного золота». Следствием этого и стала отсрочка реализации новых проектов.

В частности, из-за сделки «ОПЕК+» был перенесён запуск Русского месторождения «Роснефти» с 2017-го на IV квартал 2018 г., а месторождения Таас-Юрях, Тагульское и Куюмбинское (первые два – «Роснефти», последнее – её СП с «Газпром нефтью») запущены в эксплуатацию не в начале, а только в конце 2018 г.

Соответственно, будет снижаться и потребность в инвестициях. По оценкам АКРА, в нынешнем году инвестиции нефтяных компаний достигнут пика, затем станут сокращаться и за четыре года упадут с 3,8 до 3,3 трлн рублей.

Уже вложенные инвестиции позволят в 2021–2022 гг. вывести добычу жидких углеводородов в РФ на исторический максимум за весь постсоветский период (конечно, если этому не помешают параметры соглашения «ОПЕК+») – 575 млн т, – затем производственные показатели пойдут на спад.

Эту точку зрения разделяют не только независимые эксперты, но и представители государственных органов власти. Так, согласно подсчётам Минприроды, добыча нефти выйдет на пик в 562 млн т к 2020 г., и продержится этот показатель до 2022 г. В дальнейшем добыча сократится до 558 млн т. А по мнению правительственного куратора отрасли, вице-премьера Дмитрий Козака, производство «чёрного золота» начнёт падать после 2022-го и к 2035 г. уменьшится вдвое. *«Поэтому нам нужно срочно принимать соответствующие меры»*, – призывал он.

В средне- и долгосрочной перспективе, для замещения истощённых и выведенных из эксплуатации объектов, безусловно, потребуется ввод новых добычных активов. А значит, нужны будут и дополнительные инвестиции.

Рекорды «Газпрома»

Для «Газпрома» нынешний год станет рекордным по объёмам вложенных инвестиций. Их общий объём по газовым, нефтяным, электрогенерирующим и теплогенерирующим активам составит 2,094 трлн рублей. В прошлом году инвестпрограмма включала в себя вложения на сумму 1,92 трлн руб. Таким образом, рост инвестиций в нынешнем году – 9,04%.

Компания продолжит расширение своей минерально-сырьевой базы. Так, только на проведение геологоразведочных работ планируется направить 76,7 млрд рублей.

В 2019 г. добыча отечественного газового монополиста планируется в размере 495,1 млрд м^3. Это несколько меньше, чем в прошлом году (497,6 млрд м^3). Но, как поясняют представители топ-менеджмента концерна, планирование осуществляется исходя из рыночной конъюнктуры, поэтому не исключается увеличение данного показателя.

Причём добычные возможности «Газпрома» существенно выше, чем текущие объёмы производства сырья, профицит мощностей достигает 80–100 млрд м^3 в год. Ожидается, что к началу 2020 г. максимальная суточная добыча «Газпрома» будет немногим менее 1,5 млрд м^3.

За счёт каких же проектов растёт производственный потенциал «Газпрома»? Прежде всего, это крупнейшее месторождение полуострова Ямал – Бованенковское. Добыча на нём в 2018 г. составила 87,4 млрд м^3, на 4,6 млрд м^3 больше, чем годом ранее. Планируется, что в нынешнем году производство «голубого топлива» на данном активе останется на прошлогоднем уровне. А в дальнейшем, после дообустройства, Бованенковское может выйти на уровень добычи – 115 млрд м^3 в год. Если сейчас самая высокая производительность здесь равняется 317 млн м^3 в сутки, то на максимуме она может составить 350 млн м^3 в сутки.

Второй источник роста добычи «Газпрома» – Харасавэйское месторождение, расположенное преимущественно на полуострове Ямал и частично на приямальском шельфе. В нынешнем году началась его подготовка к обустройству, на следующий год намечено бурение первых скважин в сухопутной части. В 2023 г. Харасавэйское планируется подключить к Единой системе газоснабжения (ЕСГ), и тогда можно будет начать его промышленную эксплуатацию. Ожидается, что через три-четыре года оно сможет давать 32 млрд м^3 газа в год.

Наконец, третий перспективный промысел «Газпрома» – Крузенштернское месторождение, также частично находящееся на приямальском шельфе. Но сроки его ввода в эксплуатацию пока не определены. В соответствии с долгосрочной программой концерна, скорее всего, это произойдёт в 2025–2028 гг. Максимальный уровень добычи на Крузенштернском может составить также 32 млрд м^3 в год.

Но, конечно, основная часть инвестиционных ресурсов «Газпрома» сегодня направлена на развитие газотранспортной

системы, главным образом на сооружение ряда новых экспортных газопроводов («Турецкий поток», «Северный поток – 2» и «Сила Сибири»). В нынешнем году ожидается установление рекорда по приросту протяжённости ГТС компании – более 7,5 тыс. км. В том числе в рамках сооружения «Силы Сибири» будет введено в эксплуатацию 2159 км магистрального газопровода и компрессорная станция. Продолжится создание газопровода, соединяющего Харасавэйское и Бованенковское месторождения, который станет началом третьей нитки магистрали Бованенково – Ухта.

В 2019 г. «Газпром» планирует инвестировать в проект «Сила Сибири» 147,53 млрд рублей. Это значительно меньше, чем в прошлом году (219,04 млрд). Объём намечаемых вложений в газопровод «Северный поток – 2» на нынешний год составляет 53,2 млрд рублей против 92,2 млрд рублей годом ранее. В газопровод «Турецкий поток» должно быть инвестировано 26,03 млрд рублей (в 2018 г. – 172,45 млрд). Кроме того, на сооружение транзитного сухопутного участка «Турецкого потока» в нынешнем году «Газпром» рассчитывает потратить 17,72 млрд рублей.

Безусловно, суммы большие. Но, поскольку эти проекты находятся уже на завершающих стадиях, объёмы инвестиций в них меньше, чем в предыдущие годы, пришедшиеся на пик строительных работ. Тем примечательнее обещанный инвестиционный рекорд «Газпрома». Значит, существенная часть средств пойдёт не только на развитие экспортной инфраструктуры (а именно в излишних тратах на подобные проекты зачастую упрекают концерн), но и на укрепление ресурсного и добычного потенциала.

Большие объёмы работ в нынешнем году связаны также с расширением системы подземных хранилищ газа (ПХГ). Максимальная производительность хранилищ к осенне-зимнему периоду 2018–2019 гг. была увеличена до рекордного уровня – 812,5 млн м^3, что на 7,2 млн м^3 выше показателя предыдущего периода. Это стало возможным благодаря реконструкции и расширению ряда действующих ПХГ, а также вводу в эксплуатацию Волгоградского ПХГ, созданного в отложениях каменной соли.

В нынешнем году продолжаются расширение и реконструкция Канчуринско-Мусинского комплекса и Пунгинского ПХГ, строительство Калининградского и Волгоградского хранилищ, а также Удмуртского резервирующего комплекса ПХГ. Параллельно осуществляется разведка новых

площадей в Северо-Западном, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах с целью поиска мест для новых хранилищ. В 2020–2023 гг. планируется приступить к сооружению Арбузовского, Новомосковского и Шатровского ПХГ. В результате принимаемых мер максимальный суточный отбор из ПХГ зимой 2019–2020 гг. должен увеличиться до 843,3 млн м^3 в сутки.

С опорой на действующую инфраструктуру

Объём инвестиций ПАО «Газпром нефть» в ближайшие годы в среднем составит 360–400 млрд рублей в год. При этом одним из приоритетов компании является освоение месторождений в Арктике.

Инвестиции компании в геологоразведку возрастут с 20 млрд рублей в 2018 г. до 52 млрд в 2019-м. А в среднесрочной перспективе данный показатель будет находиться на уровне от 30 до 45 млрд рублей ежегодно. В нынешнем году компания проводит большой объем сейсмики на новых лицензионных участках в Оренбуржье, на Ямале и Гыдане. Кроме того, как отмечают в «Газпром нефти», компания нацелена на дальнейшее освоение активов Карабашского кластера, реализацию проекта «Зима» в «Газпромнефть-Хантосе», развитие месторождений Чонской группы в Восточной Сибири и экспансию на Балканы.

Прежде всего, ВИНК намерена развивать ресурсную базу вокруг уже имеющейся инфраструктуры в Западной Сибири. Это позволит поставить на баланс порядка 400 млн т новых запасов. Также компания будет инвестировать в развитие Новопортовского кластера на полуострове Ямал, в том числе в реализацию проекта «Газ Ямала». Продолжится реализация технологических проектов «Бажен» (ХМАО – Югра) и «Доманик» (Оренбург), которые увеличат объём извлекаемых запасов на 70 млн т.

В ближайшие годы планируется также освоение новых месторождений, открытых вокруг существующей инфраструктуры, – Западно-Зимнего, Меретояхинского, Отдалённой группы месторождений.

Однако основным источником прироста добычи «Газпром нефти» может стать освоение Ямбурга. Ямбургское нефтегазовое месторождение, расположенное в ЯНАО, было открыто ещё в 1969 г., а добыча газа на нём осуществляется с 1986 г. Наравне с Уренгойским и Медвежьим, оно долгие годы служило основной базой производства сырья «Газпрома», а сейчас все они находятся в стадии падающей добычи.

«Газпром нефть» подписала со своей материнской структурой – «Газпромом» – соглашение о разработке ачимовских нефтяных залежей Ямбургского месторождения. Ачимовские залежи относятся к категории трудноизвлекаемых, они расположены на глубине 3–4 км и имеют сложное геологическое строение.

Запасы в ачимовских залежах Ямбургского месторождения оцениваются в 1,3–3,5 млрд т, что равно (если брать максимальную оценку) примерно половине запасов Самотлора, являющегося крупнейшим нефтяным месторождением в России (7,1 млрд т).

Первая нефть в небольших объёмах была получена на Ямбурге ещё в 2014 г., но её промышленная добыча так и не началась. «Газпром нефть», получив доступ к данным ресурсам, готова приступить к масштабным работам. В ходе испытаний на двух разведочных скважинах уже был

получен внушительный дебит. До конца 2019 г. планируется подготовить технико-экономическое обоснование проекта, а в 2020 г. – принять решение по объёму мощностей. Добыча в рамках первой очереди может начаться в 2024–2025 гг.

Планируется, что на первом этапе освоения добыча из «ачимовки» составит 5–6 млн т в год (в разработку планируется вовлечь около 600 млн т запасов). После пуска второй очереди производство должно достичь пика – 20 млн т в год. Инвестиции только в опытно-промышленную разработку ачимовсмких отложений Ямбургского месторождения оцениваются в 12,5 млрд рублей. А для полного освоения данных ресурсов потребуется, конечно, более значительная сумма.

Сейчас рассматриваются два варианта транспортировки сырья с Ямбурга. Первый из них предусматривает использование трубопровода «Транснефти» Заполярье – Пурпе, в котором имеется достаточно свободного места. Так, при пропускной способности 45 млн т в год в прошлом году загрузка данной магистрали составила лишь 6,1 млн т. Второй предусматривает строительство морского терминала в Обской губе для отгрузки сырья на танкеры.

Представители «Газпром нефть» не исключают участия в проекте иностранных партнёров, в первую очередь европейских компаний, имеющих опыт работы на ачимовских залежах. Напомним, что в разработке «ачимовки» на Уренгойском месторождении «Газпрома» участвуют немецкая Wintershall, в данный проект также намерена войти австрийская OMV.

Прокрустово ложе «Роснефти»

«Роснефть» в декабре прошлого года утвердила Инвестиционную программу 2019+ в составе бизнес-плана на 2019–2020 гг. Её ключевые цели – рост добычи углеводородов и запуск новых масштабных проектов с фокусом на инвестиционную и операционную эффективность.

В основном инвестиции компании сосредоточены в России (92%), из них порядка 20% приходится на проекты в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В 2018 г. около 90% инвестиций было направлено в сегмент разведки и добычи (включая газовые проекты) и 8% – в сегмент переработки, коммерции и логистики. В целом более 80% Инвестиционной программы компании составляют проекты развития.

Как заявил глава компании Игорь Сечин, инвестиции «Роснефти» в 2019 г. составят 1,2–1,3 трлн рублей. Такой масштабный объём обусловлен активной фазой реализации крупных проектов в области разведки и добычи нефти и газа, а также проектов строительства современных установок на НПЗ.

В целом по итогам первого полугодия нынешнего года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года «Роснефть» увеличила добычу жидких углеводородов на 2,1% (до 114,3 млн т). Это было обусловлено продолжением активной реализации новых крупных проектов, а также увеличением объёмов производства на зрелых активах.

Во втором квартале зафиксировано увеличение объёма эксплуатационного бурения на 8%, до 5,2 млн м. Примечательно, что компания фокусируется на строительстве высокотехнологичных скважин. «По итогам первого полугодия 2019-го количество вновь введённых скважин составило 1494 единиц. Число новых горизонтальных скважин, введённых в эксплуатацию, увеличено по сравнению с уровнем первого полугодия 2018 г. на 14%, а их доля в общем числе скважин выросла до 54% – на 13 п.п.», – отметили в компании.

Среди новых проектов «Роснефти» можно выделить запуск в эксплуатацию в июне 2019 г. второго месторождения Эргинского кластера – Западно-Эргинского. Его извлекаемые запасы нефти составляют 23 млн т.

В прошлом году «Роснефть» приступила к поэтапному запуску крупных месторождений в Красноярском крае и ЯНАО. В результате на Русском, Тагульском, Куюмбинском (совместный проект с «Газпром нефтью») месторождениях за год было добыто более 2 млн т. Благодаря завершению строительства и запуску ключевых объектов инфраструктуры на данных месторождениях в 2019 г. планируется существенно нарастить объёмы производства, до 6 млн т.

Кроме того, «Роснефть» приступила к обустройству и подготовке к промышленной эксплуатации Северо-Даниловского месторождения. Оно входит в новый Даниловский нефтегазодобывающий кластер, который состоит из четырёх месторождений. Их суммарные извлекаемые запасы жидких углеводородов достигают 320 млн т.

Планируется, что к 2022 г. добыча на запущенных после 2016 г. объектах компании в РФ достигнет 20% от общего производства жидких углеводородов «Роснефти».

Добыча газа предприятиями «Роснефти» за январь – июнь по сравнению с аналогичным периодом 2018 г. увеличилась на 0,3%, до 33,43 млрд м^3.

Кроме того, «Роснефть» продолжает успешно реализовывать проекты за рубежом. В частности, с опережением графика идёт освоение месторождения Зохр на шельфе Египта. По итогам второго квартала добыча газа там достигла 1,02 млрд м^3 (доля «Роснефти»). До конца 2019 г. планируется нарастить объём производства до проектной мощности – 76 млн м^3 в сутки.

Вместе с тем, сдерживающим фактором для развития добычи «Роснефти» (впрочем, как и для других российских компаний) продолжает оставаться соглашение «ОПЕК+». Игорь Сечин многократно заявлял о том, что он сомневается в экономической эффективности продления данной сделки. Он обращался по этому поводу даже к президенту РФ Владимиру Путину, подчёркивая, что соглашение «ОПЕК+» может пагубно сказаться на российской нефтяной отрасли. По его мнению, в результате потребители могут переориентироваться с отечественного сорта Urals на другие марки сырья. В частности, долю России на мировом рынке могут занять США, которые последовательно наращивают добычу сланцевой нефти.

При этом Сечин заявил, что возглавляемая им компания, конечно же, будет выполнять решения «ОПЕК+», но одновременно обсудит с правительством возможность компенсации своих потерь, если таковые возникнут в результате возможного переноса сроков ввода новых месторождений.

География инвестиций «ЛУКОЙЛа»

Нарастить инвестиции в нынешнем году планирует и «ЛУКОЙЛ». Ожидается, что они вырастут более чем до 8 млрд долларов. При этом, как заявил глава компании Вагит Алекперов, 70% этих инвестиций будет освоено на территории России, из них 30% – в Западной Сибири. Ранее сообщалось, что планы развития компании предусматривают на период 2019–2020 гг. инвестиции в размере около 22 млрд долларов.

Но, судя по всему, рост инвестиций не приведёт к увеличению объёмов добычи. По словам Алекперова, в нынешнем году производство нефти составит 82–83 млн т (добыча за 2018 г. без учёта проекта Западная Курна – 2 составила 85,6 млн т, что соответствует уровню 2017 г.). Однако уже в 2020–2021 гг. за счёт увеличения бурения и применения новых технологий

«ЛУКОЙЛ»

должна быть стабилизирована добыча на западносибирских месторождениях.

При этом компания выделяет ряд стратегических проектов, которые в средне- и долгосрочной перспективе позволят ей перейти к росту производственных показателей. Прежде всего, это освоение каспийских месторождений. Крупнейшим из них является месторождение им. В. Филановского, открытое в 2005 г. Его начальные извлекаемые запасы нефти достигают 129 млн т, а газа – 30 млрд м³. Проектный уровень добычи составляет 6 млн т нефти в год.

В рамках реализации первой очереди обустройства месторождения им. Филановского, введённой в эксплуатацию в 2016 г., были сооружены ледостойкая стационарная платформа, платформа жилого модуля, райзерный блок и центральная технологическая платформа. Целью реализации второй очереди (2017 г.) стало поддержание стабильного уровня добычи – 6 млн т в год. Наконец, третья очередь обустройства предполагает ввод в эксплуатацию уже в нынешнем году блок-кондуктора. Бурение скважин на блок-кондукторе будет осуществляться с самоподъёмной плавучей буровой установки. Добытую нефть планируется подавать по подводному трубопроводу на центральную технологическую платформу первой очереди месторождения. Реализация третьей очереди направлена на вовлечение в разработку западной части месторождения и поддержание добычи на проектном уровне – 6 млн т. Извлечение нефти на блок-кондукторе планируется начать в текущем году. Работа объекта будет практически полностью автоматизирована (участие персонала минимальное).

В конце июля нынешнего года «ЛУКОЙЛ» сообщил, что накопленная добыча на месторождении им. В. Филановского превысила 15 млн т.

Однако первым месторождением, запущенным «ЛУКОЙЛом» на Каспии, стало месторождение им. Ю. Корчагина, открытое в 2000 г. Добыча на нём началась в 2010 г. Сейчас реализуется программа бурения на второй очереди, а также ведётся дополнительное бурение на первой очереди месторождения с целью вовлечения в разработку запасов его восточной части.

Третьим проектом, который компания реализует на Каспии, является освоение месторождения Ракушечного, открытого в 2001 г. Оно расположено в непосредственной близости от месторождения им. В. Филановского, благодаря чему планируется использование уже имеющейся инфраструктуры. Это позволит сократить сроки и затраты на обустройство. Начать промышленную добычу компания намерена в 2023 г., ожидаемая полка производства сырья равна 1,2 млн т в год. Уже начато обустройство месторождения: проводятся корпусные работы на верхних строениях и опорных основаниях платформы жилого модуля и ледостойкой стационарной платформы.

«ЛУКОЙЛ» обладает уникальным опытом работы на Балтике. В 2004 г. здесь было введено в разработку первое морское месторождение компании – Кравцовское. А в 2015 г. в результате активных геологоразведочных работ открыты новые перспективные объекты. В 2016 г. получены лицензии на право пользования недрами по месторождениям D41, D33, D29, D6-Южное. Уже начата промышленная эксплуатация месторождения D41, а также разработка проектной документации по месторождению D33.

Следующий стратегически важный район для «ЛУКОЙЛа» – Тимано-Печора. Так, на Ярегском месторождении благодаря вводу новых энергогенерирующих объектов, парогенераторных установок и бурению скважин наблюдается стабильный рост добычи. На Усинском месторождении производство также увеличивается в результате строительства новых скважин, оптимизации технологии пароциклического воздействия и эффективного вовлечения в разработку запасов краевых частей залежи. Благодаря действующим налоговым льготам на добычу высоковязкой нефти достигается высокая рентабельность разработки пермокарбоновой залежи месторождения.

Наконец, центры роста добычи у «ЛУКОЙЛа» есть и в главном нефтеносном регионе страны – в Западной Сибири. Так, значительный геологический потенциал имеет Имилорское месторождение, расположенное на территории Сургутского района ХМАО и введённое в эксплуатацию в 2014 г. К настоящему времени проведена актуализация и защита в государственных органах технологической схемы разработки месторождения. Более 70% его запасов отнесено к категории трудноизвлекаемых (с проницаемостью менее двух миллидарси), что позволяет применять специальные налоговые ставки. Принято решение о начале промышленной разработки месторождения.

Ещё один перспективный объект в Западной Сибири – месторождение им. В. Виноградова, расположенное в пределах двух лицензионных участков – Большого и Ольховского. Оно имеет сложную геологию с преобладанием низкопроницаемых коллекторов. Поэтому его разработка осуществляется с применением уникальных технологий и стимулируется специальными налоговыми ставками. Сейчас ведётся подготовка к переводу месторождения на стадию промышленной разработки.

Основой газодобычи «ЛУКОЙЛа» на территории России служат месторождения Большехетской впадины. Крупнейшее газовое месторождение компании – Находкинское – было введено в эксплуатацию в 2005 г. В 2016 г. на Пякяхинском месторождении введён в эксплуатацию нефтяной промысел, а в начале 2017 г. – газовый. Ныне на Пякяхинском наблюдается стабильный рост добычи углеводородов. На Южно-Мессояхском месторождении начаты работы по подготовке его к вводу в опытно-промышленную эксплуатацию. ■

открытие | ПЕНСИОННЫЙ ФОНД

Уважаемые клиенты, партнеры и коллеги!

От имени Негосударственного пенсионного фонда «Открытие» поздравляю Вас с профессиональным праздником – Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

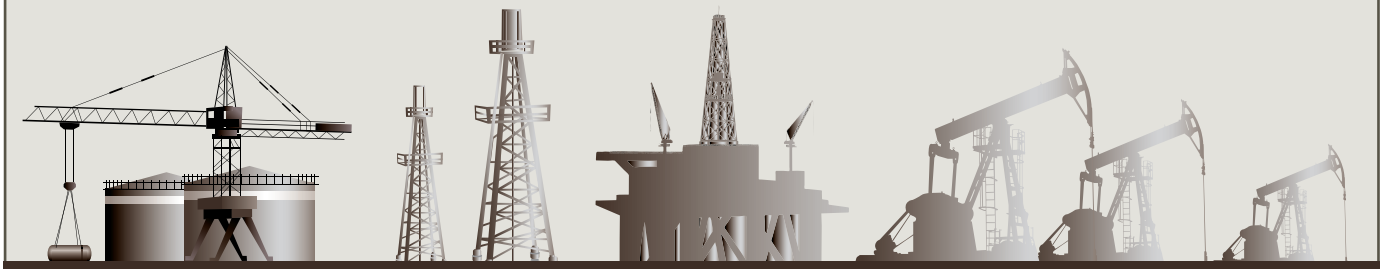
Топливно-энергетический комплекс объединяет самые динамично развивающиеся и высокотехнологичные отрасли, имеющие стратегическое значение для экономики нашей страны. При этом развитие нефтегазовой и топливной промышленности невозможно без ежедневного вклада каждого работника этой сложной и подчас опасной профессии.

Для НПФ «Открытие» благополучие работников ТЭК на заслуженном отдыхе является приоритетной задачей, которую мы выполняем совместно с предприятиями отрасли, демонстрирующими высокую социальную ответственность, вот уже на протяжении 25 лет.

Именно четверть века назад нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» и ее профсоюзное объединение стояли у истоков создания нашего Фонда – одного из первых негосударственных пенсионных фондов страны, призванного обеспечивать формирование дополнительного пенсионного капитала для нефтяников. Сегодня совместно с предприятиями Группы «ЛУКОЙЛ» мы продолжаем развивать корпоративное пенсионное обеспечение для работников, оставаясь частью большой корпоративной культуры нефтяной компании.

В этот праздничный день мы выражаем слова признательности и благодарности ветеранам и работникам нефтяной, газовой и топливной сферы за Ваш высокий профессионализм, ответственность, стойкость и трудолюбие. Желаем Вам и Вашим семьям крепкого здоровья, благополучия, успехов и уверенности в завтрашнем дне!

С уважением,
Генеральный директор НПФ «Открытие»
М. А. Моторин



АО «НПФ «Открытие», Лицензия ЦБ РФ № 432 от 20.05.2014, www.open-npf.ru, 8(800)200-5-999.

Свежая кровь

Чтобы развиваться, «Оренбургнефти» требуются новые территории и новые открытия

Виктор КОНЬКОВ

Далеко не всё нефтегазовое наследство, доставшееся «Роснефти» после приобретения ТНК-ВР, можно назвать лакомым куском. Так, большинство месторождений Оренбургской области, где нефтедобыча ведётся более 80 лет, характеризуются значительной выработанностью и обводнённостью. Главная задача «Оренбургнефти», крупнейшего недропользователя региона, – стабилизация добычи. Решить эту проблему в полной мере пока не удаётся. Поскольку возможности повышения отдачи старых промыслов ограничены, основные усилия «дочки» «Роснефти» сосредоточены на наращивании ресурсной базы.

Проблемное хозяйство

Снижение производства на старейших месторождениях Оренбургской области (см. «Главный по Оренбуржью») началось с конца прошлого века. Одно время считалось, что на углеводородных перспективах региона пора ставить крест. Прогнозы скептиков опровергла ТНК-ВР, которая в 2000 г. получила контроль над основными здешними добывающими активами – «Оренбургнефтью» и «Бугуруслаинефтью».

Значительные инвестиции вкупе с современными добычными технологиями и налоговыми льготами, предоставленными зрелым месторождениям, принесли свои плоды. В 2003 г. «Оренбургнефть» нарастила добычу более чем до 12 млн т, а к концу 2000-х приблизилась к уровню в 20 млн т. Однако продолжавшееся истощение традиционных промыслов не могло не сказаться, и с 2011 г. в регионе вновь наметился тренд снижения добычи.

Таким образом, несмотря на освоенность территории, наличие инфраструктуры и близость к рынкам сбыта, приобретение в 2013 г. оренбургских активов не сулило главной нефтекомпании страны

НАША СПРАВКА

Главный по Оренбуржью

Поиски нефтяных залежей начались в Оренбургской области в годы первых пятилеток. В июле 1937 г. из скважины на восточной окраине Бугуруслана был впервые получен промышленной приток нефти. В 1943 г. ввели в эксплуатацию один из первых в стране газопроводов Бугуруслан – Куйбышев.

После войны на западе области удалось открыть десятки новых нефтяных месторождений и залежей. На многих из них, в том числе Султангуловско-Заглядинском, Тарханско-Твердиловском, Ашировском, Ефремо-Зыковском, Могутовском, Пилюгинском, началась добыча.

В феврале 1963 г. было создано производственное объединение «Оренбургнефть», в состав которого позднее вошло нефтепромысловое управление «Бузулукнефть». Сегодня «Оренбургнефть» ведёт деятельность на 130 лицензионных участках на территории Оренбургской, Саратовской и Самарской областей. К началу 2019 г. в разработке находилось 168 месторождений. Более половины всех доказанных запасов сосредоточено на Сорочинско-Никольском, Покровском, Бобровском, Гаршинском, Родинском, Загорском, Ольховском, Росташи-Конновском, Донецко-Сыртовском, Моргуновском, Вахитовском, Зайкинско-Зоринском месторождениях и Волостновском лицензионном участке. Накопленная добыча предприятия – более 615 млн т нефти, степень выработки запасов – 56,2%.

Под управлением «Оренбургнефти» находится нефтегазодобывающее предприятие «Инзернефть» (владеет тремя лицензиями в Саратовской области). В составе «Оренбургнефти» – дочернее «РН-Бузулукское газоперерабатывающее предприятие» (БГПП), которое занимается переработкой попутного газа.

лёгкой жизни. Сравнительно молодой Уватский проект на юге Тюменской области, также доставшийся «Роснефти» после покупки ТНК-ВР, имел куда более благоприятные перспективы. «Газпром нефть», пришедшая в Оренбуржье двумя годами раньше «Роснефти», тоже находилась в более выгодном положении: её новые, подготовленные к разработке месторождения позволяли относительно малой кровью быстро наращивать добычу.

Первоочередная задача «Роснефти» в регионе была иной – предотвратить лавинообразное падение производства на старых промыслах. В 2013 г. её оренбургская «дочка» ввела в эксплуатацию 112 новых скважин со средним дебитом 66 т в сутки. Несмотря на увеличение объёмов проходки в краевых зонах залежей с ухудшенными геологическими свойствами, эффективность бурения по сравнению с предыдущим годом не снизилась. На ряде месторождений были начаты испытания технологии многостадийных кислотных обработок горизонтальных скважин. Кроме того, качественный подбор скважин-кандидатов позволил увеличить приросты добычи после зарезки боковых стволов и ГРП. Благодаря этим мерам к концу того же года предприятию удалось переломить тенденцию снижения нефтедобычи, а в 2014-м нарастить её с 16,1 до 19 млн т.

Тем не менее кардинально увеличить производство на истощённых месторождениях не представлялось возможным. Способы поддержания добычи ограничиваются здесь проведением современных геолого-технологических мероприятий (ГРП, ЗБС, вывод скважин из бездействия и т. д.), оптимизацией режимов работы скважин и системы поддержания пластового давления.

Разведка – двигатель добычи

Чтобы дать региональной «нефтянке» вторую жизнь, требовались новые территории и новые открытия. Поэтому стратегическим направлением работы «Оренбургнефти» стало наращивание ресурсной базы.

В 2016 г. по итогам аукционов предприятие приобрело лицензии на пять участков – Алдаркинский, Кинельский, Екатериновский, Черноярoвский и Юртаевский – с суммарным ресурсным потенциалом более 80 млн т нефти. Участки расположены вблизи уже действующих нефтегазовых месторождений «Оренбургнефти», что облегчало их освоение. В 2018 г. на этих участках было выполнено более 2 тыс. км^2 полевых сейсморазведочных работ методом отражённых волн (МОГТ-3D).

Табл. 1. Объёмы геологоразведки АО «Оренбургнефть»

	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Поисково-разведочное бурение (скважины, завершённые испытанием)	12	36	35
3D сейсморазведка, км^2	562	1843,6	2024

Источник: «Роснефть».

Общая площадь работ должна составить 3,8 тыс. м^2. По их результатам планируется получить детальные данные о строении недр, выявить перспективные нефтегазоносные структуры и определить точки бурения поисковых и разведочных скважин.

К моменту перехода «Оренбургнефти» под контроль «Роснефти» на балансе предприятия числилось более сотни лицензионных участков. Это обстоятельство открывало перед новым собственником ещё одну возможность дальнейшего развития проекта – за счёт доразведки имеющихся обширных территорий. «Роснефть» сполна воспользовалась этой возможностью.

В 2017 г. по отношению к предыдущему году предприятие втрое нарастило объёмы поисково-разведочного бурения и 3D-сейсморазведки (см. табл. 1). Главной точкой роста стал Волостновский участок, где было открыто восемь месторождений – Новожоховское, Западно-Кулагинское, Южно-Кулагинское, Восточно-Кулагинское, Киндельское, Ключевое, Казачинское и Гусахинское. В июне прошлого года все они были введены в пробную эксплуатацию, в работе на тот момент находилось девять эксплуатационных скважин. Одновременно продолжалась геологоразведка на Землянском участке, где по результатам поисково-оценочного бурения ранее было открыто Новоземлянское месторождение. Здешняя нефть характеризуется низким процентом обводнённости. При этом, как сообщала «Роснефть», *«близкая территориальная расположенность залежей… обеспечивает синергетический эффект при их освоении»*.

Неплохие перспективы связываются и с Северо-Покровским лицензионным участком в центральной части Оренбургской области. В 2017 г. по результатами бурения поисково-разведочной скважины здесь был получен приток безводной нефти дебитом 168 м^3 в сутки и открыто Бахтияровское месторождение с суммарными извлекаемыми запасами 2,6 млн т. Как отмечалось, успех достигнут благодаря современным методам сейсмических и геофизических исследований.

В прошлом году на Бахтияровском было введено шесть добывающих скважин со среднегодовым дебитом более 100 т/сут. Ранее сообщалось, что общий прирост извлекаемых запасов Северо-Покровского участка может составить 3,4 млн т.

Для поставок нефти с будущих промыслов загодя создаётся транспортная инфраструктура. (См.: Есть ещё порох! // Нефть России. 2018. № 3–4.)

Новые открытия

В прошлом году наращивались масштабы высокотехнологичной 3D-сейсморазведки. В итоге «Оренбургнефтью» было открыто 15 новых месторождений и 37 зале-

жей на уже имеющихся. По данным предприятия, за год прирост его извлекаемых запасов по категориям C_1 и C_2 составил 18,1 млн т нефти и 1,6 млрд м³ газа. Проходка в эксплуатационном и разведочном бурении – более 340 тыс. м.

Восемь новых месторождений – Михайловское, Ржевское, Соловьёвское, Дедовое, Геркулесовое, Стрелецкое, Новоземлянское и Калинниковское – были открыты в рамках Волостновско-Землянского кластера. Всего в пределах кластера выявлены 24 месторождения, общий ресурсный потенциал которых к апрелю 2019 г. оценивался в 13,2 млн т нефти.

Ещё одно новое месторождение – Мамалаевское – с суммарными извлекаемыми запасами более 2 млн т расположено на Радовском лицензионном участке, приобретённом «Оренбургнефтью» в 2011 г. Поисково-разведочному бурению здесь предшествовали полевые сейсморазведочные работы 3D. В рамках освоения нового актива предполагается строительство 13 эксплуатационных скважин и трубопровода протяжённостью 11 км до действующей автоматической групповой замерной установки (АГЗУ) соседнего Восточно-Капитоновского месторождения.

Успешным оказалось и поисковое бурение на Новосибирской структуре Новобоголюбовского лицензионного участка. В рамках обустройства Новосибирского месторождения предстоит пробурить 39 эксплуатационных скважин. Для транспортировки добываемого сырья будут построены нефтегазосборные трубопроводы общей протяжённостью 7 км до существующего трубопровода АГЗУ-1 Красного месторождения – АГЗУ-1 Смоляного месторождения.

В середине лета 2019 г. стало известно, что по итогам поисково-разведочного бурения «Оренбургнефтью» открыто ещё восемь нефтяных месторождений – Выборгское, Казыгашевское, Корниловское, Лесное, Майское, Новокозловское, Трубецкое и Устьевое. Благодаря этому суммарный прирост извлекаемых запасов превысил 6,7 млн т нефти. Самое крупное из вновь открытых месторождений – Корниловское (одноимённый лицензионный участок) с начальными извлекаемыми запасами почти 3 млн т. Притоки нефти на скважине составили 45 м³ в сутки.

В перспективе на Корниловском месторождении планируется пробурить около 20 эксплуатационных скважин. Осваивать его предполагается опять-таки параллельно с созданием сопутствующих промысловых и транспортных объектов – измерительной установки, линии электропередачи, более 18 км трубопроводов для транспортировки сырья с Корниловского до соседнего Горного месторождения. Как сообщает «Роснефть», *«использование единой инфраструктуры повысит экономическую эффективность проекта и создаст синергию с действующими объектами»*.

Отметим, что ещё более масштабное строительство инфраструктуры ведётся в рамках Целевой газовой программы – одного из долгосрочных приоритетов «Оренбургнефти» (см. «Газовый проект»).

Плюс два процента – эпизод или тенденция?

К ноябрю 2017 г. накопленная нефтедобыча за 80 лет работы «Оренбургнефти» достигла 600 млн т. В прошлом году значительные усилия были направлены на повышение технологичности и оптимизацию производства (см. «Новинка рубль бережёт»). В частности, предприятие развивало технологии увеличения нефтеотдачи из слабопроницаемых коллекторов с проведением многостадийного МГРП. К уровню 2017 г. среднегодовой дебит новых пробуренных скважин вырос на 30%. Тем не менее добыча продолжала снижаться – в том числе по причине выполнения материнской компанией обязательств в рамках соглашения «ОПЕК+» (см. табл. 2).

Табл. 2. Добыча АО «Оренбургнефть»

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Нефть, млн т	16,1	19,0	18,1	16,6	15,7	14,9
Всего УВ, млн т н. э.	2,2*	22,0	20,4	18,5	17,1	16,0

*Газ, млрд м³.
Источник: «Роснефть».

Табл. 3. Запасы АО «Оренбургнефть» на 31.12.2018 г.*

	Жидкие углеводороды, млн барр н. э.	Газ, млрд м³
Доказанные	1785,1	52,9
Вероятные	1186,2	32,7
Возможные	705,9	14,7

*По классификации PRMS, DeGolyer & MacNaughton.
Источник: «Роснефть».

С начала этого года тенденция, похоже, начала меняться на противоположную. По данным ЦДУ ТЭК, в январе – мае «Оренбургнефть» на 2% нарастила добычу к соответствующему периоду прошлого года. Можно предположить, что это обстоятельство связано как с упомянутым повышением эффективности традиционных промыслов, так и с мартовским запуском в промышленную эксплуатацию трёх новых месторождений – Восточно-Волостновского, Южно-Волостновского и Волостновского. Их начальные извлекаемые запасы по категориям AB_1B_2 составляют более 5,4 млн т нефти. Средний стартовый дебит 17 пробуренных скважин достигает 137 т в сутки, суточная добыча – около 1800 т. Общий фонд скважин на месторождениях планируется довести до 23 единиц.

Новые запуски стали продолжением масштабной программы по развитию Волостновско-Землянского кластера. Сообщалось, что всего в 2019 г. «Оренбургнефть» планирует запустить 12 эксплуатационных скважин, шесть из них будут горизонтальными с проведением МГРП *«для повышения эффективной выработки запасов»*.

Поиск продолжается

Очевидно, что дальнейшие перспективы «Оренбургнефти» по-прежнему связаны с расширением ресурсной базы (см. табл. 3). По сообщениям местных СМИ, в этом году предприятию предстоит масштабная буровая программа на Залесском, Покровско-Сорочинском, Северо-Покровском, Бузулукском, Камеликском, Новобоголюбовском, Новолюбимовском и Новофёдоровском участках. Всего запланировано пробурить более 64 тыс. метров поисково-оценочных и разведочных скважин.

Параллельно с программой ГРР расширяется и география предприятия, в том числе за пределы Оренбуржья. Ещё в начале 2017 г. «Оренбургнефть» приобрела участок Мирный в Саратовской области. Его прогнозные ресурсы по категории D_1 – 2 млн т нефти, более 13,6 млрд м³ газа, 0,3 млн т конденсата; по категории D_2 – свыше 5,4 млн т, 116,5 млрд м³ и 10 млн т соответственно. В 2019 г. здесь планируется сейсморазведка МОГТ-3D общим объёмом 770 км².

Но главное внимание «Оренбургнефти», естественно, сосредоточено на ключевом регионе деятельности. На прошлогоднем декабрьском аукционе более чем за 1,5 млрд рублей был приобретён Ясногорский

лицензионный участок в Новосергиевском районе Оренбургской области. Его извлекаемые подготовленные ресурсы категории D_0 оцениваются в 1,4 млн т нефти, извлекаемые ресурсы $D_Л$ – в 4,8 млн т. В пределах участка имеются подготовленные структуры – Западно-Рябинская и Ясногорская. Хотя ресурсный потенциал новых активов выглядит не слишком впечатляющим, с учётом предстоящей доразведки и возможной синергии с уже действующими промыслами игра, видимо, стоит свеч.

Кстати, в том же декабре лицензии на три других участка приобрёла «Газпром нефть» – второй по значимости недропользователь Оренбуржья. Компания, работающая в области без малого десятилетие, активно развивает здесь новый добычной кластер. Это ещё одно доказательство того, что «неперспективный» регион по-прежнему представляет интерес для ведущих ВИНК.

Газовый проект

С 2005 г. усилиями ТНК-ВР в Оренбуржье осуществлялась программа по планомерному увеличению уровня полезного использования ПНГ. В её рамках реконструировались существующие и строились новые газопроводы и газокомпрессорные станции, были запущены Покровская УКПГ производительностью 450 млн м^3 в год, вторая очередь Зайкинского газоперерабатывающего предприятия мощностью 1,1 млрд м^3 в год с железнодорожным терминалом.

В 2014–2015 гг. «Роснефть» разработала дополнительные мероприятия Целевой газовой программы (ЦГП), предусматривающие модернизацию и строительство в регионе 35 объектов. Цель программы – достижение в Оренбуржье к 2023 г. 95-процентного уровня использования ПНГ с учётом приобретения новых лицензионных участков. Всего за период реализации программы построено 11 ГКС общей производительностью более 700 млн м^3 в год, свыше 300 км газопроводов.

В 2015–2018 гг. «Оренбургнефтью» введено в эксплуатацию 12 объектов ЦГП, разработана проектно-сметная документация на строительство ещё 18 объектов. Так, к концу прошлого года было завершено техническое перевооружение двух установок предварительного сброса воды и сепарации попутного нефтяного газа – «Тарханской» и «Родниковской». Это позволило превысить показатель 95-процентного использования ПНГ на большой группе, состоящей из 11 месторождений – Тарханского, Берёзовского, Ботвинского, Кушниковского, Сакадинского, Осиновского, Натальинского, Ново-Жедринского, Родниковского, Романовского и Врезовского. Кроме того, проведено техперевооружение Тананыкской газокомпрессорной станции для сдачи газа на Нефтегорский газоперерабатывающий завод.

Как сообщалось в декабре 2018 г., «Оренбургнефть» продолжает реализацию газовой программы, предусматривающей строительство трёх газокомпрессорных станций, пяти блоков нагрева воды на установках предварительного сброса воды и дожимных насосных станциях (ДНС). Суммарные инвестиции предприятия в ЦГП в 2015–2022 гг. должны составить 8,9 млрд рублей.

Новинка рубль бережёт

В мае «Роснефть» сообщила об успешном проведении на Бобровском и Скворцовском месторождениях «Оренбургнефти» опытно-промышленных испытаний инновационной технологии освоения ТРИЗ. Суть технологии – термогазохимическое воздействие раствором смесей, которые под влиянием активирующего вещества запускают химическую реакцию внутри пласта. Под воздействием температуры снижается вязкость нефти, увеличивается её подвижность, что позволяет существенно повысить нефтеотдачу пласта. Кроме того, резкое выделение большого количества газов вызывает изменения внутри пласта и позволяет включить в эксплуатацию участки с неподвижной или малоподвижной нефтью.

Эффект после обработки призабойной зоны сохраняется более восьми месяцев. В результате проведённых работ только на двух опытных скважинах было получено дополнительно более 2 тыс. т нефти.

В 2019 г. на объектах предприятия планируются опытно-промышленные испытания не менее 18 новых технологий. Как подчёркивается, *«развитие технологического потенциала – один из ключевых элементов стратегии “Роснефть-2022”»*.

В прошлом году за счёт применения научных разработок и новых технологий «Оренбургнефть» сэкономила 148,5 млн рублей и дополнительно добыла 9,3 тыс. т нефти. В частности, были успешно проведены опытно-промышленные испытания инновационного оборудования для бурения наклонно-направленных скважин, позволившего увеличить механическую скорость проходки на 20%. По результатам испытаний «Оренбургнефть» решила и в дальнейшем использовать это оборудование.

Другой новинкой стала технология очистки забоя скважин после проведения ГРП, предполагающая использование комплексов очистки на основе гидровакуумной желонки и специальных насадок. Это даёт возможность полностью исключить проводившиеся ранее дорогостоящие мероприятия по очистке забоя с применением установки гибкой насосно-компрессорной трубы. В 2017–2018 гг. в «Оренбургнефти» проведено 166 операций на добывающих и нагнетательных скважинах с применением инновационной технологии, экономический эффект составил более 63 млн рублей.

Кроме того, по сравнению с предыдущим годом более чем вдвое сокращён срок ликвидации поглощений промывочной жидкости. С этой целью специалисты предприятия разработали алгоритм действий при вскрытии предполагаемых зон поглощения. Для стабилизации стенок ствола скважины успешно испытана и применяется установка силикатных пачек в глинистых пластах (Бобриковский, Кыновский, Верейский).

Потенциал роста

Что касается другого регионального предприятия – «Газпромнефть-Оренбург», – к настоящему времени оно ведёт добычу на семи месторождениях области – Восточном участке Оренбургского НГКМ, на Капитоновском, Балейкинском, Царичанском + Филатовском, Землянском, Новосамарском и Новозаринском месторождениях. К началу 2018 г. общие извлекаемые запасы нефти (ABC_1+C_2) предприятия составляли 193,2 млн т, газа – 75 млрд м^3. По данным компании, её здешние активы *«имеют значительный потенциал роста добычи»*.

В начале 2019 г. «Газпром нефть» сообщила о получении лицензий на Западно-Рубежинский, Надеждинский и Корнаваринский участки в Оренбургской области. Извлекаемые ресурсы категории D_0 Западно-Рубежинского составляют 1,2 млн т нефти, 9,3 млрд м^3 газа и 1,8 млн т конденсата; Надеждинского – 7,6 млн т, 9,2 млрд м^3, 1,6 млн т; Корнаваринского – 1,3 млн т, 1,2 млрд м^3 и 437 тыс. т соответственно. Участки характеризуются низкой степенью изученности, для уточнения их ресурсной базы предстоит сейсморазведка.

Прошлой осенью «Газпром нефть» приобрела 100% ООО «Энерком», владеющего лицензией на Солнечный участок в Ташлинском районе Оренбургской области. Как сообщалось, *«покупка нового актива создаёт предпосылки для формирования отдельного кластера нефтедобычи на юго-западе региона»*. ■

«Роснефть»

Курс флагмана

«Роснефть» продемонстрировала впечатляющие производственные и финансовые успехи по итогам первого полугодия

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

В начале августа компания «Роснефть» обнародовала основные результаты своей производственной и финансовой деятельности за I полугодие и II квартал 2019 г. Эти данные свидетельствуют, что, несмотря на неблагоприятные обстоятельства – сокращение добычи в связи с действием соглашения «ОПЕК+» и проблемы с доступом в систему магистральных трубопроводов вследствие загрязнения магистрали «Дружба» хлорорганикой, – компании удалось добиться очень неплохих результатов.
По итогам января – июня компания продемонстрировала рост выручки, EBITDA и чистой прибыли. Кроме того, «Роснефть» уже 29 кварталов подряд демонстрирует положительный показатель свободного денежного потока.

Вопреки трудностям

Добыча углеводородов за первое полугодие 2019 г. составила 5,81 млн баррелей нефтяного эквивалента в сутки (141,8 млн т н. э. в целом за период). Это на 1,8% больше, чем за январь-июнь прошлого года (см. табл. 1). Судя по всему, данный результат мог бы быть и выше, если бы не проблемы с трубопроводом «Дружба». Так, во II квартале нынешнего года среднесуточная добыча углеводородов снизилась на 3,3% (до 70,1 млн т н. э.) к уровню I квартала (хотя и показала рост на 0,1% год к году). Это было связано именно с ограничением «Транснефтью» приёма сырья в систему магистральных трубопроводов. Свою роль сыграла и необходимость придерживаться квот в рамках соглашения «ОПЕК+».

Добыча жидких углеводородов (нефть и газоконденсат) в январе – июне составила 4,68 млн барр./сут (114,3 млн т в целом за период). При этом уровень первой половины 2018 г. был превышен на 2,1%. Правда, по уже упомянутым выше причинам второй квартал оказался на столь успешным – среднесуточная добыча жидких увеличилась лишь на 0,3% год к году (до 56,7 млн т) и снизилась на 2,7% по сравнению с первым кварталом. По подсчётам «Роснефти», из-за проблем на магистрали «Дружба» она была вынуждена в период с 1 мая по 15 июля сократить добычу нефти на 1,7 млн т.

Новое и старое

Благодаря каким факторам «Роснефти» удаётся наращивать добычу? Прежде всего, за счёт активной реализации новых крупных проектов. В этом плане компания является лидером российской нефтяной отрасли. К частности, ведётся разработка таких новых месторождений, как Сузунское, Восточно-Мессояхское, Юрубчено-Тохомское, Кондинское, Тагульское, Русское, Куюмбинское, вторая очередь Среднеботуобинского месторождения. Кроме того, в июне нынешнего года было запущено в эксплуатацию второе месторождение Эр-

Табл. 1. Ключевые производственные показатели за II квартал и первое полугодие 2019 г.

	2 кв. 2019 г.	1 кв. 2019 г.	Изм. кв./кв.	2 кв. 2018 г.	Изм. г./г.	1 пол. 2019 г.	1 пол. 2018 г.	Изм. г./г.
Добыча и геологоразведка								
Добыча углеводородов, тыс. барр. н. э./сут	5710	5902	(3,3)%	5706	0,1%	5806	5706	1,8%
Добыча ЖУВ, млн т	56,71	57,63	(1,6)%	56,54	0,3%	114,34	112,00	2,1%
Добыча газа, млрд м^3	16,31	17,12	(4,7)%	16,46	(0,9)%	33,43	33,33	0,3%
Уровень полезного использования ПНГ	76,7%	82,3%	(5,6) п.п.	84,2%	(7,5) п.п.	79,5%	84,9%	(5,4) п.п.
Эксплуатационное бурение, тыс. м*	2689	2495	7,8%	3143	(14,4)%	5184	5967	(13,1)%
2D сейсмика, пог. км.*	718	1065	(32,5)%	1197	(40,0)%	1783	4763	(62,6)%
3D сейсмика*, км^2	1708	4051	(57,8)%	1837	(7,0)%	5759	6586	(12,6)%
Переработка нефти, млн т	24,96	26,87	(7,1)%	28,12	(11,2)%	51,83	55,69	(6,9)%
Переработка								
На заводах РФ	22,87	24,50	(6,7)%	25,08	(8,8)%	47,37	49,78	(4,8)%
Вне РФ	2,09	2,37	(11,8)%	3,04	(31,3)%	4,46	5,91	(24,5)%
Глубина переработки	74,8%	74,4%	0,4 п.п.	75,2%	(0,4) п.п.	74,8%	75,2%	(0,4) п.п.
Выпуск нефтепродуктов в РФ, млн т	***22,09***	***23,67***	***(6,7)%***	***24,22***	***(10,4) %***	***45,76***	***48,11***	***(4,9)%***
Бензин	3,66	3,83	(4,4)%	3,56	2,8%	7,49	7,24	3,5%
Нафта	1,18	1,29	(8,5)%	1,51	(21,9)%	2,47	3,08	(19,8)%
Дизельное топливо**	7,46	8,12	(8,1)%	8,22	(9,2)%	15,58	16,40	(5,0)%
Мазут	5,37	5,83	(7,9)%	5,87	(8,5)%	11,20	11,52	(2,8)%
Керосин	0,83	0,79	5,1%	0,88	(5,7)%	1,62	1,69	(4,1)%
Нефтехимическая продукция	0,39	0,43	(9,3)%	0,41	(4,9)%	0,82	0,84	(2,4)%
Прочие	3,20	3,38	(5,3)%	3,77	(15,1)%	6,58	7,34	(10,4)%
Выпуск нефтепродуктов вне РФ, млн т	***2,20***	***2,50***	***(12,0)%***	***3,11***	***(29,3)%***	***4,70***	***5,99***	***(21,5)%***
Выход светлых нефтепродуктов	*58,4%*	*58,2%*	*0,2 п.п.*	*58,1%*	*0,3 п.п.*	*58,4%*	*58,1%*	*0,3 п.п.*
Объём реализации								
Нефть, млн т	*38,8*	*35,5*	*9,3%*	*31,7*	*22,0%*	*74,3*	*62,5*	*18,9%*
Страны дальнего зарубежья	35,7	31,9	11,9%	28,2	27,0%	67,6	55,3	22,2%
СНГ	1,9	2,2	(13,5)%	2,2	(14,0)%	4,1	4,4	(6,7)%
Внутренний рынок	1,2	1,4	(14,4)%	1,3	(8,0)%	2,6	2,8	(6,8)%
Нефтепродукты, млн т	*24,2*	*27,6*	*(12,3)%*	*28,0*	*(14,0)%*	*51,8*	*55,7*	*(7,0)%*
Страны дальнего зарубежья	12,8	15,9	(19,5)%	16,8	(24,0)%	28,7	33,7	(14,8)%
СНГ	1,0	1,0	5,4%	1,0	0,0%	2,0	1,9	5,3%
Внутренний рынок	9,5	10,0	(5,0)%	9,3	2,0%	19,5	18,7	4,3%
Бункерное топливо	*0,9*	*0,7*	*18,5%*	*0,9*	*0,0%*	*1,6*	*1,4*	*14,3%*
Продукция нефтехимии, млн т	*0,7*	*0,7*	*(9,6)%*	*0,7*	*0,0%*	*1,4*	*1,5*	*(6,7)%*
Зарубежные страны	0,2	0,3	(11,0)%	0,3	(33,0)%	0,5	0,6	(12,3)%
Внутренний рынок	0,5	0,4	0,0%	0,4	25,0%	0,9	0,9	(4,2)%
Газ, млрд м^3	*14,92*	*16,46*	*(9,4)%*	*14,39*	*4,0%*	*31,38*	*30,95*	*1,4%*

* По управленческим данным.
** С учётом судового топлива.
Источник: «Роснефть».

гинского кластера – Западно-Эргинское, – извлекаемые запасы которого по категориям $C_1 + C_2$ составляют 23 млн т. Оно было подготовлено к началу добычи в кратчайшие сроки – менее чем за полтора года. Добиться столь высоких темпов обустройства удалось благодаря применению новых методов бурения и строительства скважин, современным техническим и инженерным решениям, а также за счёт использования действующей инфраструктуры Кондинского промысла.

В целом добыча в рамках новых активов за январь – июнь достигла 9,15 млн т н. э. (374 тыс. барр./сут), что составляет 7% от общего производства жидких углеводородов в компании. Ожидается, что к 2022 г. доля добычи на запущенных после 2016 г. месторождениях в России составит около 20%.

Ресурсы для достижения этой цели имеются. В частности, компания приступила к обустройству Северо-Даниловского месторождения – первого из четырёх объектов, образующих новый Даниловский нефтегазодобывающий кластер (в него также входят месторождения Южно-Даниловское, им. Лисовского и Верхнеичерское). Их суммарные извлекаемые запасы жидких углеводородов по категориям $C_1 + C_2$ составляют 320 млн т. Благодаря наличию единой транспортной инфраструктуры для всех участков кластера, а также за счёт использования мощностей по подготовке нефти Верхнечонского НГКМ будет достигнут существенный синергетический эффект.

Конечно, для ввода в эксплуатацию новых активов необходимо поддерживать на высоком уровне масштабы геологоразведочных работ. За первое полугодие по заказу «Роснефти» на суше РФ было выполнено сейсмических работ 2D в объёме более 1,7 тыс. пог. км, 3D – около 5,6 тыс. км^2. Были завершены испытанием 48 поисково-разведочных скважин, при этом уровень успешности составил 88%. Благодаря проведению ГРР открыто 29 новых залежей и 17 новых месторождений с запасами углеводородов около 26 млн т н. э. по категориям $AB_1C_1 + B_2C_2$. Компания продолжает обработку и интерпретацию большого объёма ранее полученных сейсморазведочных данных, по результатам которых будет проводиться поисково-оценочное бурение.

Кроме того, в первом полугодии зафиксирован рост производства на зрелых активах («Самаранефтегаз», «РН-Няганьнефтегаз», «Варьеганнефтегаз»). Примечательно, что компании наконец-то удалось стабилизировать добычу на своём круп-

нейшем промысле – Самотлоре, – где в последние годы производство падало. Так, во II квартале среднесуточный объём добычи там составил 0,38 млн барр., что соответствует уровню января – марта текущего года и первого полугодия 2018-го. Этому способствовали предоставленные государством инвестиционные стимулы, благодаря которым удалось расширить программы бурения и ввода в эксплуатацию новых скважин.

Буровые рекорды

Безусловно, невозможно было бы добиться прироста добычи без наращивания эксплуатационного бурения. Во втором квартале по сравнению с первым его объёмы увеличились на 8%, а в целом по итогам полугодия они достигли 5,2 млн м. За шесть месяцев в эксплуатацию было введено 1494 скважины.

При этом компания делает акцент на строительстве высокотехнологичных горизонтальных скважин, которые обеспечивают более эффективную разработку залежей и повышение нефтеотдачи пласта по сравнению с наклонно-направленными стволами. Так, по сравнению с январём – июнем 2018 г.удельная добыча на одну горизонтальную скважину возросла более чем на 15% и превысила 5 тыс. т (у наклонно-направленных скважин этот показатель примерно в два раза ниже).

За первое полугодие 2019-го по сравнению с аналогичным периодом прошлого года число новых горизонтальных скважин увеличилось на 14%, а их доля в общем количестве скважин выросла на 13 п.п. год к году и достигла 54%. Количество введённых в эксплуатацию горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта возросло на 9% год к году и составило 33% от общего числа новых скважин (+7 п.п. год к году).

«Роснефть» неукоснительно придерживается стратегии, согласно которой доля собственного бурового сервиса в общем объёме проходки должна составлять не менее 50%.

В нынешнем году одна из дочек «Роснефти», «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», установила новый рекорд проходки при бурении многозабойной скважины по технологии «рыбья кость» (fishbone). Общая длина горизонтального ствола превысила предыдущее достижение предприятия более чем на 800 м и достигла 6052 м. Это самый протяжённый горизонтальный участок многозабойной скважины на суше. Стартовый дебит составил свыше 200 т нефти в сутки.

Газовый фактор

Что касается добычи газа, то в первом полугодии его объёмы достигли 33,43 млрд м^3. Здесь также наблюдается рост по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. В первую очередь он обусловлен увеличением мощностей проекта Зохр, а также вводом во второй половине 2018 г. новых скважин с высоким газовым фактором на Ем-Еговском и Каменном месторождениях «РН-Няганьнефтегаза».

Освоение месторождения Зохр на шельфе Египта ведётся с опережением графика. Добыча газа на этом промысле стартовала в декабре 2017 г., а на конец первого полугодия нынешнего года там был достигнут уровень добычи – 66 млн м^3 в сутки. До конца нынешнего года планируется нарастить его до проектной мощности – 76 млн м^3 в сутки. В апреле – июне на месторождении извлечено около 5,8 млрд м^3 газа, из них 1,02 млрд м^3 пришлось на долю «Роснефти».

Во II квартале на Зохре была введена в эксплуатацию последняя технологическая линия установки комплексной подготовки «голубого топлива».

В конце нынешнего года «Роснефть» планирует запустить газовый проект «Роспан», который предусматривает освоение Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского лицензионных участков. Это предприятие станет основным центром роста добычи газа «Роснефти» в ЯНАО. Его суммарные запасы составляют около 1 трлн м^3 природного газа, 150 млн т газоконденсата и 46 млн т нефти. Планируется, что проект обеспечит ежегодную добычу 21 млрд м^3 газа, 5 млн т жидких углеводородов и свыше 1 млн т пропан-бутана.

Переработка падает

В отличие от добычи, в сфере переработки показатели «Роснефти» в первом полугодии по сравнению с аналогичным периодом прошлого года снизились на 6,9%. За первое полугодие было переработано 51,8 млн т нефти, в том числе 47,4 млн т – на российских НПЗ (на 8,8% меньше, чем годом ранее). Такое сокращение обусловлено проведением плановых ремонтов, а также оптимизацией загрузки установок с учётом текущего спроса на нефтепродукты.

Напомним, что «Роснефти» принадлежат доли в ряде германских НПЗ. Объёмы переработки на этих предприятиях сократились ещё более существенно – на 24,5%, до 4,4 млн т. Это было вызвано проведением капитального ремонта на НПЗ PCK Raffinerie GmbH, а также снижением загрузки на данном НПЗ в мае – июне вследствие временного ограничения «Транснефтью» приёма нефти в систему магистральных трубопроводов.

Глубина переработки во II квартале составила 74,8%, выход светлых нефтепродуктов – 58,4%.

Вместе с тем, компания продолжает модернизацию своих перерабатывающих активов. Так, на Рязанском НПЗ (АО «РНПК») в апреле введены в эксплуатацию два новых резервуара суммарным объёмом 20 тыс. т., оснащённые системой дистанционного управления и сохранения качества продукта. В конце мая на Сызранском НПЗ было установлено четыре ресивера для хранения водорода на установке его производства. Новое оборудование позволит создать необходимый запас водорода для оперативного запуска установок после плановых ремонтов, что обеспечит дополнительный выпуск нефтепродуктов.

В мае 2019 г. на Рязанском НПЗ началось производство высокооктанового бензина с улучшенными экологическими и эксплуатационными характеристиками марки АИ-95-К5 «Евро 6». Ранее выпуск такого топлива был начат на установках Уфимской группы и Саратовского НПЗ.

Диверсификация сбыта

В области экспорта важнейшей задачей «Роснефти» является географическая диверсификация поставок. Во второй половине прошлого года компания впервые в своей истории направила больше нефти в Азию, чем в Европу. В I квартале нынешнего года эта ситуация изменилась: экспорт в Европу был увеличен на 8%, до 16 млн т, а в АТР – уменьшен на 1,24% до 15,9 млн т. Однако уже во II квартале всё вернулось на круги своя: в восточном направлении поставлено 21,2 млн т, что составляет 56,4% от общего объёме реализации нефти за рубежом.

Кроме того, «Роснефть» расширяет каналы сбыта и других видов продукции. Так, в июне в рамках Санкт-Петербургского международного экономического форума было подписано соглашение с китайской компанией Manzhouli Far East Gas Co. Ltd. о перевалке пропилена и различных видов СУГ на терминале, расположенном на пограничном переходе Забайкальск – Маньчжурия. Общая плановая мощность терминала составляет до 3 млн т СУГ и пропилена в год.

Во II квартале ассоциированное предприятие компании, Nayara Energy, заключило долгосрочный контракт на сумму 750 млн долларов на экспортные постав-

Табл. 2. Консолидированные финансовые результаты по МСФО за II квартал и первое полугодие 2019 г.

	II кв. 2019 г.	I кв. 2019 г.	%	I пол. 2019 г.	I пол. 2018 г.	%
Млрд руб. (за исключением %)						
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	2135	2077	2,8%	4212	3787	11,2%
EBITDA	515	548	(6,0)%	1063	950	11,9%
Маржа EBITDA	23,8%	26,0%	(2,2) п.п.	24,9%	24,6%	0,3 п.п.
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам «Роснефти»	194	131	48,1%	325	2983	9,1%
Маржа чистой прибыли	9,1%	6,3%	2,8 п.п.	7,7%	7,9%	(0,2) п.п.
Капитальные затраты	222	214	3,7%	436	452	(3,5)%
Свободный денежный поток, руб. экв.1	135	197	(31,5)%	332	363	(8,5)%
Операционные затраты, руб./барр. н. э.	203	195	4,1%	199	189	5,3%
Млрд долл.[2] (за исключением %)						
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	33,6	31,9	5,3%	65,5	64,8	1,1%
EBITDA	8,0	8,3	(3,6)%	16,3	15,9	2,5%
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам «Роснефти»	3,0	1,9	57,9%	4,9	5,0	(2,0)%
Капитальные затраты	3,5	3,2	9,4%	6,7	7,6	(11,8)%
Свободный денежный поток	2,0	3,0	(33,3)%	5,0	6,1	(18,0)%
Операционные затраты, долл./барр. н. э.	3,2	3,0	6,7%	3,1	3,2	(3,1)%
Справочно						
Средняя цена Urals, долл./барр.	67,9	63,2	7,4%	65,5	68,9	(4,8)%
Средняя цена Urals, тыс. руб./барр.	4,38	4,18	4,8%	4,28	4,09	4,8%

[1] В расчёт включены проценты за пользование денежными средствами, полученными по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов.
[2] Для пересчёта использованы среднемесячные курсы ЦБ РФ.
[3] Чистая прибыль за I полугодие 2018 г. уточнена в связи с пересмотром оценки приобретённых активов в 2018 г.
Источник: «Роснефть».

ки нефтепродуктов в адрес компаний BP и Trafigura. А другая «дочка», Rosneft Deutschland, подписала ряд контрактов с компаниями-авиаперевозчиками в Германии на заправку воздушных судов в аэропортах Берлина и Мюнхена. Кроме того, была получена лицензия на импорт и экспорт нефти и другого сырья на территорию Германии, что будет способствовать повышению эффективности операционной деятельности Rosneft Deutschland.

Что касается внутреннего рынка, то в первом полугодии поставки моторных топлив на него выросли на 6,9% год к году, до 14 млн т. Реализация нефтепродуктов в розницу за полугодие увеличилась на 12,8% год к году. Кроме того, компания во II квартале практически в два раза перевыполнила нормативы по реализации моторного топлива на бирже (в том числе по бензинам).

В июле 2019 г. «Роснефть» завершила сделку по приобретению Группы «Петербургская топливная компания». Розничная сеть ПТК действует в северо-западных регионах страны и включает в себя 141 заправочную станцию, 125 бензовозов и две современные нефтебазы.

Также было получено разрешение Федерального агентства воздушного транспорта на строительство ТЗК в аэропорту «Пулково». Его проектная мощность составит 300 тыс. т, что эквивалентно почти 50% годового объёма заправок в данном аэропорту (с учётом планов по его развитию).

Финансовые результаты

Хорошие производственные показатели закономерным образом конвертировались в более чем неплохие финансовые итоги первого полугодия (см. табл. 2). Так, выручка за январь – июнь выросла по сравнению с аналогичным периодом 2018 г. на 11,2% в рублёвом выражении и достигла 4212 млрд рублей. Это было обусловлено увеличением объёмов реализации нефти и нефтепродуктов на 6,5%, а также повышением цен на сорт Urals в рублёвом выражении на 4,8%. Дополнительным благоприятным фактором стал рост дохода от ассоциированных и совместных предприятий. В итоге объём выручки на 1% превысил консенсус-прогноз аналитиков инвестиционных банков.

Впрочем, такой рост отнюдь не является рекордным для компании. Рублёвая выручка по итогам прошлого года увеличилась на целых 37% к уровню 2017 г., до 8,2 трлн рублей.

Динамика выручки «Роснефти» в январе – июне в долларовом выражении (+1,1%) оказалась выше, чем у большинства мировых мейджоров. Так, у Chevron произошло снижение показателя на 8,6%, у Shell – на 6,1%, у BP – на 3,4%, у Equinor – на 12%, у Petrobras – на 7,5%, у ExxonMobil – на 5,9%.

Немаловажный финансовый показатель – EBITDA (объём прибыли до вычета расходов по выплате процентов, налогов, износа и начисленной амортизации). В январе – июне нынешнего года по сравнению с показателем за шесть месяцев прошлого года он увеличился на 11,9% в рублёвом выражении, до 1063 млрд рублей. По уровню EBITDA результаты компании также превзошли прогнозы инвестиционных банков. Для сравнения, по итогам прошлого года данный показатель вырос на 48,6%, до 2,08 трлн рублей.

В долларовом выражении динамика роста EBITDA «Роснефти» в первом полугодии (+2,5%) также превысила аналогичный показатель таких крупнейших мировых компаний, как Chevron (–6,6%), ExxonMobil (–17,4%), Shell (1,3%), Equinor (–3,3%) и Petrobras (–2,9%).

Чистая прибыль, относящаяся к акционерам компании (за вычетом доли неконтролирующих акционеров), по итогам первого полугодия по сравнению с январем – июнем 2018-го выросла на 9,1%, достигнув 325 млрд рублей. Примечательно также, что во II квартале по сравнению с первым она увеличилась почти в 1,5 раза. Результаты компании за апрель – июнь более чем на 14% превзошли консенсус-прогноз инвестиционных банков.

При этом надо учитывать, что и база для сравнения достаточно высока – в прошлом году «Роснефть» также демонстрировала очень хорошие показатели. По итогам 2018 г. её чистая прибыль составила 649 млрд рублей, а прибыль, приходящаяся на акционеров, – 549 млрд рублей. Таким образом, был побит предыдущий рекорд чистой прибыли, державшийся с 2013 г. (555 млрд рублей). Нелишне вспомнить, что

шесть лет назад нефть стоила свыше 100 долларов за баррель, в то время как в 2018 г. котировки держались выше отметки 80 долларов лишь на протяжении одного месяца.

Динамика чистой прибыли компании в долларах во втором квартале (+57,9%) опять-таки оказалась выше, чем у ExxonMobil (33,2%), Shell (–50%), BP (–37,9%) и Equinor (–13,7%).

Одно из важных достижений «Роснефти» в финансовой сфере – последовательное наращивание свободного денежного потока (СДП). Он остаётся положительным уже на протяжении 29 кварталов подряд. Так, по итогам первого полугодия он составил 332 млрд рублей. Доходность СДП «Роснефти» оказалась одной из самых высоких в отрасли – 24,1%. Это выше, чем у большинства мейджоров: BP (5,6%), Shell (11,6%), Equinor (9,8%), ExxonMobil (3,5%), Chevron (7,8%) и Petrobras (14%).

Казалось, некоторую обеспокоенность может вызывать динамика ещё одного финансового показателя – объёма капитальных затрат. В I полугодии он составили 436 млрд рублей, сократившись на 3,5% в годовом выражении. А в долларах снижение составило и того больше – 11,8%, до 6,7 млрд долларов. Но, как объясняют в «Роснефти», такое уменьшение капзатрат вызвано вовсе не урезанием инвестиционных программ, а прежде всего оптимизацией эксплуатационного бурения. Как уже отмечалось, у компании растёт доля более эффективных горизонтальных скважин.

Итог оптимизации затрат – налицо. По итогам шести месяцев «Роснефть» сохранила лидерство среди мировых публичных компаний по удельным затратам на добычу сырья. Этот показатель составил у неё 3,1 доллара на барр. н. э., в то время как у BP (без учёта доли в добыче «Роснефти») он равняется 7,02 доллара, а, к примеру, у бразильской Petrobras – 10,44 доллара.

Долги уже не столь тяжки

Очень важный критерий для «Роснефти» – динамика долговых обязательств. Не секрет, что многие эксперты «ставили в вину» компании именно стремительное наращивание долга, которое, по их мнению, якобы делало её зависимой от кредиторов (не в последнюю очередь – китайских компаний) и даже могло привести к финансовому краху. Так, в результате покупок ряда зарубежных активов общий долг «Роснефти» в 2017 г. достиг 4 трлн рублей!

Однако в последнее время долговая нагрузка «Роснефти» снижается. За первое полугодие компания сократила суммарный размер долга и торговых обязательств на 14%, или более чем на 800 млрд рублей. Чистый долг и торговые обязательства уменьшились на 157 млрд рублей. Соотношение чистый долг/EBITDA на конец II квартала составило в рублёвом выражении 1,3.

При этом продолжилась оптимизация структуры долгового портфеля – в начале года доля долгосрочного долга достигла 80%, а его краткосрочной части – уменьшилась на 25%.

Снижение долговой нагрузки было сразу же замечено международными рейтинговыми агентствами, которые подтвердили или даже повысили рейтинг компании. Так, Moody's сохранило кредитный рейтинг «Роснефти» на инвестиционном уровне Baa3 со стабильным прогнозом (он соответствует суверенному кредитному рейтингу РФ, который отдельная компания превысить не может).

В августе другое рейтинговое агентство – Fitch – повысило кредитный рейтинг «Башнефти» (входящей в состав «Роснефти») до уровня «BBB» со стабильным прогнозом. Среди причин этого шага агентство назвало высокий уровень интеграции «Башнефти» в бизнес-процессы материнской компании. По мнению Fitch, «Роснефть» демонстрирует низкие операционные затраты, комфортный уровень обеспеченности запасами и высокий уровень финансовой стабильности. При этом агентство ожидает сохранения долговой нагрузки компании на уровне показателей международных мейджеров, таких как BP (кредитный рейтинг – «A») и Eni («A–»).

В итоге в настоящее время «Роснефть» напрямую или косвенно имеет кредитные рейтинги инвестиционного уровня от всех агентств «большой тройки – Fitch (через «Башнефть»), Moody's и S&P.

Рынок верит в «Роснефть»

Одно из важных преимуществ «Роснефти» как публичной компании – высокий уровень выплаты дивидендов, составляющий 50% чистой прибыли по МСФО. Это один из самых высоких в отрасли показателей. Так, в 2018 г. суммарные дивиденды на акцию компании равнялись 25,91 рубля, а общие выплаты акционерам достигли 274,6 млрд. Это почти в 2,5 раза превысило аналогичный показатель за 2017 г. (111 млрд рублей, или 10,48 рублей на акцию) и стало рекордом за всю историю «Роснефти».

По итогам первого полугодия 2019 г. совет директоров «Роснефти» рекомендовал направить на выплату дивидендов 162,6 млрд рублей (50% чистой прибыли по МСФО), или 15,34 рубля на одну акцию. Эта сумма более чем на 5% выше аналогичных выплат за I полугодие прошлого года и является рекордом для промежуточных дивидендов компании. Важно отметить, что, поскольку крупнейшим акционером «Роснефти» является российское государство (через АО «Роснефтегаз»), госбюджет пополнится на 81,3 млрд рублей. Учитывая не самую простую экономическую ситуацию в стране, такие поступления будут очень кстати.

По дивидендной доходности (6,1%) «Роснефть» является одним из мировых лидеров отрасли. Она обгоняет таких мейджоров, как ExxonMobil (4,3%), Chevron (3,7%), Shell (5,8%), BP (5,9%), Equinor (4,8%) и Petrobras (0,8%).

С момента одобрения стратегии «Роснефть-2022» ценные бумаги компании подорожали на 42%. При этом финансовые аналитики высоко оценивают перспективы их дальнейшего роста. Так, в апреле инвестиционный банк Citi повысил целевую стоимость по акциям компании на 2%, до 9,75 доллара за глобальную депозитарную расписку (ГДР), БКС – до 9,5 доллара за бумагу, Sova Capital – с 7,07 до 8,46 доллара за акцию. По расчётам Credit Suisse, дивидендная доходность акций компании в 2019 г. ожидается на уровне 7,7%, в 2020 г. – 9,5%, в 2021-м – 11,2%. Позитивными факторами, позволяющими добиться таких результатов, должны стать снижение долговой нагрузки и возможные налоговые льготы для компании.

Кроме того, «Роснефть» анонсировала целый ряд инициатив, нацеленных на дальнейший рост стоимости её акций, в том числе сокращение долговой нагрузки.

Как известно, «Роснефть» стала одним из объектов западных санкций. Однако, даже несмотря на это, к ней проявляют большой интерес зарубежные финансовые институты, в том числе из США. К примеру, фонд New Perspective Fund, находящийся под управлением одной из крупнейших в США инвестиционных компаний Capital Group, весной нынешнего года увеличил объём инвестиций в акции «Роснефти» почти в два раза. Согласно его отчётности, по состоянию на 31 декабря фонд владел 10,04 млн ГДР «Роснефти», а на 3 марта этот показатель составлял уже 19,26 млн ГДР.

Таким образом, вопреки неблагоприятным внешним и отчасти внутренним факторам, «Роснефть» демонстрирует завидные успехи в производственной и финансовой сферах. По мнению большинства аналитиков, итоги полного 2019 г. также смогут подтвердить высокий уровень финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности компании. ■

PRC RUSSIA & CIS

ORGANIZER BGS group

КОНГРЕСС ПО НЕФТЕХИМИИ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ:

ПРИНИМАЮТСЯ ЗАЯВКИ НА ВЫСТУПЛЕНИЕ С ДОКЛАДОМ

- 45 ДОКЛАДЧИКОВ ОТ ВЕДУЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ
- ОТСУТСТВИЕ РЕКЛАМНЫХ ДОКЛАДОВ
- ТЩАТЕЛЬНЫЙ ОТБОР ТЕМАТИК
- ВОЗМОЖНОСТЬ ЗАДАВАТЬ ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

Заявки принимаются до 15 июня включительно*

РЕКЛАМА

*Для отправки заявки перейдите на сайт: **PRCRUSSIA.COM**
или свяжитесь с организаторами по телефону: **+7(495) 204-14-65**

XIII МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия.

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

22–24 ОКТЯБРЯ 2019

• САМАРА •

УЧАСТНИКИ ВЫСТАВКИ:

АО «Самаранефтегаз»
АО «Куйбышевский НПЗ»
АО «Новокуйбышевский НПЗ»
АО «Сызранский НПЗ»
АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»
ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок»
АО «Самаранефтепродукт»
Филиал ООО «РН-АЭРО» в г. Самара
АО «Отрадненский НПЗ»
АО «Нефтегорский НПЗ»
ООО «СамараНИПИнефть»
ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» (ПАО «Лукойл»)
АО «Транснефть-Приволга»
АО «Гипровостокнефть»
ПАО «Тольяттиазот»

РЕКЛАМА

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:
Министерства промышленности и торговли Самарской области
Союза нефтегазопромышленников России

ул. Мичурина, 23а
тел.: (846) 207-11-45
www.expo-volga.ru

Как подступиться к бажену?

Российские компании и государство ищут технологии и методы разработки новой нефтегазоносной формации

Алексей ЧУБАТ

Россия занимает одно из ведущих мест в мире по доказанным запасам нефти. Однако количество трудноизвлекаемых, малоизученных или не изученных вовсе запасов просто огромно. Одна из таких нефтяных кладовых – баженовская свита. Это группа горных пород в Западной Сибири, площадь которой со стратиграфическими аналогами составляет 1,2 млн км². Традиционными способами нефть здесь добывают с 1960-х, но всё чаще скважины попадают в зону незрелого органического вещества. Необходимо активизировать извлечение трудных запасов, которые находятся в низкопроницаемых пластах. Но рентабельность технологий по добыче такой нефти – под вопросом. Углеводороды в баженовской свите залегают на глубине 2–3 км. Пласты обладают сверхнизкой проницаемостью: пропускают скрытую в них нефть значительно слабее, чем обычные породы. Однако такую нефть также можно и нужно доставать. Мировая практика показывает, что это возможно.

Мировые прецеденты

В начале 2000-х благодаря тяжёлой нефти список лидеров по запасам «чёрного золота» возглавила Венесуэла. Промышленная добыча нефти началась здесь в 1911 г. Общая площадь её нефтегазовых бассейнов составляет до 50% территории страны – около 400 тыс. км². Наибольшие запасы сконцентрированы в Оринокском нефтегазоносном бассейне. На западе данного бассейна расположены крупнейшие в мире месторождения тяжёлой нефти – Хунин и Карабобо. По оценке национальной венесуэльской нефтегазовой компании PdVSA, ресурсный потенциал «пояса Ориноко» достигает 1,36 трлн баррелей (185,5 млрд т) нефти. Впрочем, по подсчётам компании BP, на данный момент доказанные запасы Венесуэлы как традиционного, так и нетрадиционного сырья – 303 млрд баррелей (48 млрд т).

Или возьмём Канаду. Сейчас она занимает третье место по объёмам доказанных запасов нефти (27,1 млрд т), уступая лишь Венесуэле и Саудовской Аравии. Но такое положение в рейтинге у «Страны кленового листа» было не всегда. Огромный прирост запасов нефти в Канаде – в 13 раз – случился именно благодаря включению в расчёты запасов, которые содержатся в битуминозных песках.

В битуминозных песках Канады нефть и газообразные углеводороды образуются на глубинах более 1–2 км. При этом на глубинах свыше 4,5–5 км в основном преобладают газовые и газоконденсатные залежи с небольшим количеством лёгких фракций. А наибольшее количество месторождений нефти располагается в диапазоне глубин 1–3 км. Вблизи земной поверхности нефть преобразуется в густую мальту, полутвёрдый асфальт. Запасы битума в битуминозных песках Альберты составляют 1,7 трлн баррелей (0,23 трлн т). А из четырёх тонн битума в результате крекинга обычно получают один баррель тяжёлой нефти.

Сырьё из битуминозных песков можно извлечь или на перерабатывающем заводе, или на месте залегания. Во втором случае нефть с помощью горячего пара разжижается под землёй и откачивается на поверхность. Так извлекать сырьё стало возможно только в конце XX века. Рентабельность добычи из битуминозных песков достигается при цене нефти в 25 долларов за баррель. А при котировках, превышающих 60 долл./барр., нефтяная отрасль Канады становится очень привлекательной для инвесторов.

В 2000-х годах в Канаде начался активный рост добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Самое большое месторождение

битуминозных песков – Атабаска – находится в канадской провинции Альберта. Там есть и традиционная нефть, поэтому освоение региона началось ещё в 1967 г. Площадь месторождения – 25,6 тыс. км^2, а общая площадь нефтеносных песков Альберты – 141 тыс. км^2, в семь раз меньше территории распространения баженовской свиты в России. Месторождение Атабаска разрабатывают компании Petro-Canada, Shell, Chevron, ConocoPhillips, Encana, Suncor, Syncrude, AlbianSands и другие.

По итогам 2018 года добыча в Канаде составляла 5,2 млн барр./сут (255,5 млн т в год), значительная часть этого объёма была обеспечена за счёт разработки ТРИЗ. Такой успех не случаен: с 2000 г. в нефтяную отрасль Канады было инвестировано более 100 млрд канадских долларов.

Фабрика нефти для Бажена

Истории освоения баженовской свиты – чуть более полвека. Эта группа нефтематеринских горных пород была обнаружена в 1959 г. Она образовалась 150 млн лет назад. У неё небольшая толщина – в среднем 20–30 м, максимум – 60 м. В баженовской свите сконцентрированы твёрдое органическое вещество (кероген) и жидкая лёгкая нефть. По разным оценкам, её породы могут содержать от 180 млрд до 1,2 трлн баррелей нефти (от 25 млрд т до 0,16 трлн т), а с учётом керогена, который входит в состав баженовской свиты, её ресурсный потенциал кратно возрастает.

Согласно данным Управления энергетической информации Министерства энергетики США (Energy Information Administration), в Западной Сибири содержится несколько меньший объём сланцевой нефти – 75 млрд баррелей (10 млрд т). Однако надо учитывать, что баженовская свита изучена ещё крайне слабо.

Как отмечает старший научный сотрудник геологического факультета МГУ Антон Калмыков, называть объёмы запасов бажена со 100-процентной уверенностью сложно. Но очевидно, что огромные ресурсы в ней действительно имеются. *«В ней есть поровое пространство, в котором находится нефть. Её можно извлечь за счёт бурения горизонтальных стволов с проведением многостадийного гидроразрыва пласта,* – поясняет Антон Калмыков. – *В баженовской свите достаточное количество ещё и других ресурсов – так называемых сорбированных углеводородов. Имеется также нереализованный генерационный потенциал, который за многие годы в результате катогенеза может реализоваться – и получится дополнительная нефть. Если учитывать и другие сланцевые залежи – доманиковую формацию, хадумскую и куонамскую свиту, то Россия при хорошем состоянии мировой экономики и использовании эффективных технологий войдёт в топ-3 по запасам нефти».*

Эффективная разработка баженовской свиты является стратегическим вызовом для нефтяной отрасли и экономики России в целом. Несомненно, это позволит не только сохранить позиции страны на мировом рынке, но и укрепить их. Как отметили в Технологическом центре «Бажен», в настоящий момент из свиты добывается около 600–800 тыс. т нефти в год. «Бажен» видит потенциал увеличения этого показателя до 10 млн т уже в 2025 г. Кстати, доля «Газпром нефти» в этом объёме составит около 2–2,5 млн т.

В рамках научно-исследовательского проекта по комплексному изучению баженовской свиты «Газпром нефть» и Инжиниринговый центр МФТИ по трудноизвлекаемым полезным ископаемым разработали новые технологии и подходы для промышленного освоения залежей нетрадиционных запасов.

Действительно, чтобы решить такую задачу и сделать добычу рентабельной, необходимы новые технологии. Так, на геологическом факультете МГУ ставят эксперименты с целью оценить возможности искусственного температурного воздействия на пласт для реализации генерационного потенциала породы. По словам учёного, в США уже есть технологии, которые позволяют дополнительно генерировать углеводород в пласте. Но они нам не подходят: в Западной Сибири больше глубина залегания пласта, у него другой состав. Кроме того, он имеет высокую изменчивость. Поэтому нам нужны собственные наработки. Что они будут собой представлять? Например, если сейчас бурится скважина, а органическое вещество в ней находится на самых начальных стадиях катогенеза (нефть ещё не сгенерировалась), то скважина считается «сухой» и убыточной. Следовательно, нужны технологии, которые позволят делать каталитические преобразования прямо в пласте, реализовывать генерационный потенциал и получать нефть за счёт «искусственного дозревания».

По словам Антона Калмыкова, при использовании третичных методов добычи (в частности, путём термического воздействия на пласт) преобразовывается имеющийся там кероген. По сути, в пласте работает «фабрика нефти». При соответствующем подходе предполагается не только генерировать углеводороды, но и обеспечивать их необходимый состав, чтобы потом на НПЗ переработка стала проще и дешевле.

«А в будущем могут быть разработаны технологии, которые заменят естественный процесс генерации нефти, длящийся много миллионов лет! Можно будет получать нефть здесь и сейчас, а не в следующей эре», – смело смотрит в будущее учёный.

Он также подчеркивает, что баженовская свита (и к счастью, и к сожалению) – объект сложный и очень изменчивый. Много нюансов, касающихся геологии баженовской свиты, ещё до конца не изучены. Например, сейчас ведутся исследования различий в количестве и составе углеводородных соединений в открытом и закрытом поровом пространстве. В некото-

рых случаях характеристики данных соединений существенно различаются.

Таким образом, с одной стороны, баженовская свита обладает невероятнейшим потенциалом. С другой – нужен большой комплекс исследований на разных участках пород свиты, поясняет Антон Калмыков. *«Только в последние четыре – пять лет доведена до ума методология исследования, которая позволяет получать все характеристики на одном образце. Раньше на каждом образце исследовались разные характеристики, в итоге общая картина всё равно была приблизительной»*, – отмечает учёный.

Инвестиции в разработку

«Газпром нефть» планирует инвестировать в освоение баженовской свиты 25 млрд рублей в течение трёх лет. Дочка «Газпром нефти» – Технологический центр «Бажен» – начал работу в прошлом году. Он стал оператором полигона в рамках проекта по разработке свиты. В настоящее время добыча на «Бажене» составляет менее 1 млн т в год. Однако созданный в рамках проекта «Бажен» комплекс технологий позволит «Газпром нефти» нарастить добычу углеводородов из залежей баженовской свиты до 2,5 млн к 2025 г. Уже до 2021 г. планируется отработать на полигоне не менее 15 технологий. Так, на территории Пальяновской площади «Бажена» намечается пробурить 50 скважин с проведением гидроразрыва пласта. Чтобы проект смог выйти на самоокупаемость, в ХМАО создан специальный налоговый режим. Инвестиции в разработку и применение технологий составят 8,5 млрд рублей, из которых 7,5 млрд рублей приходятся на долю «Газпром нефти».

Как отметили в Технологическом центре «Бажен», отсутствие методики подсчёта запасов баженовской свиты – один из основных вызовов, с которым столкнулась «Газпром нефть», когда начала работу с нетрадиционными запасами. Разработка такой методики существенно повысит достоверность оценки запасов и коэффициент извлечения нефти. Для того чтобы дать максимально реалистичный прогноз по извлекаемым запасам сырья, «Газпром нефть» проводит масштабные исследования баженовской свиты. В частности, на одном из месторождений в начале 2019 г. компания закончила проведение высокочастотной широкоазимутальной сейсмики, которая позволит сделать геологическую модель эталонного качества. Используя результаты исследований керна и пластовых флюидов и информацию по притокам из пробуренных скважин, специалисты сформировали самую полную базу данных по месторождению, содержащему запасы баженовской свиты. Точность модели будет на 30–40% выше, чем у аналогичных данных, полученных в 2000-е. Цифровые технологии помогают и на этапе исследования пород, и при разработке месторождений.

В Технологическом центре «Бажен» пояснили, что создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования для разработки запасов баженовской свиты – это стратегическая программа, реализацией которой занимаются сразу несколько федеральных ведомств (Минэнерго, Минпромторг, Минприроды), а также Администрация Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и «Газпром нефть». В 2017 г. проекту разработки рентабельных технологий освоения баженовской свиты присвоен статус национального. Экономическими результатами его реализации может стать создание до 16 тыс. рабочих мест (с учётом подрядных организаций), увеличение к 2025 г. ежегодного объёма дополнительных налоговых поступлений и экспортных пошлин до 60 млрд рублей, стимулирование заказов нового бурового оборудования на сумму до 55 млрд рублей. Общий объём рынка технологий и оборудования, который к 2025 г. будет сформирован в результате реализации проекта, составит 300 млрд рублей в год.

Вовлечение в разработку ресурсного потенциала баженовской свиты имеет и важное социальное значение для большого количества населённых пунктов, деятельность которых непосредственно связана с добычей, транспортировкой и переработкой западносибирской нефти.

Проекты, над которыми ведётся работа в рамках национальной программы «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты»», призваны обеспечить замещение импортных технологий и создать конкурентный рынок высокотехнологичных нефтесервисных услуг в России. Технологии национального проекта «Бажен» востребованы отраслью и обеспечивают технологическую независимость страны в области разведки и разработки нетрадиционных запасов углеводородного сырья. Активная разработка масштабных запасов баженовской свиты, а также тиражирование успешного опыта на другие нетрадиционные запасы, например доманиковые и палеозойские отложения, позволят России сохранить конкурентные позиции на мировом рынке энергоресурсов.

«Газпром нефть»

Инновации в добыче

Горизонтальные скважины и многостадийный гидроразрыв пласта – базовые технологии, применяемые сейчас для освоения баженовской свиты. С их помощью ТЦ «Бажен» ведёт освоение Красноленинского месторождения на Пальяновской площади, где работа строится по принципу технологического полигона для тестирования новых подходов к работе. Накопленные за несколько лет навыки позволили достичь серьёзных результатов и в бурении скважин, и в проведении ГРП, и в других нефтесервисных операциях. К примеру, впервые без использования ро-

торной управляемой системы Технологическим центром «Бажен» была построена горизонтальная скважина рекордной для баженовской свиты длины – 1,5 км.

Если говорить об основном методе стимуляции пород баженовской свиты, то и тут есть качественное движение вперёд. Сейчас компания проводит высокотехнологичный гидроразрыв пласта всего за 24 часа вместо 48, которые требовались ранее. Ежемесячно осуществляется 20 стадий ГРП, а цель – удвоить их количество. При этом специалисты ТЦ «Бажен» при проведении гидроразрыва достигли такого технологического уровня, что готовы предложить рынку принципиально новое решение – раздельный сервис ГРП. У компании есть программные продукты для ГРП, квалифицированные инженеры и методология работы. Технологический центр «Бажен» ставит перед собой амбициозную задачу – разделить гидроразрыв на составные части и в каждом сегменте развивать конкуренцию между сервисными компаниями. Что-то подобное произошло несколько лет назад и с рынком бурения. Результатом такой технологической революции стало существенное снижение стоимости операций. В таком же направлении движется и технология ГРП. С целью отладки применения нового подхода в 2016 г. при Инжиниринговом центре МФТИ был создан Центр сопровождения ГРП.

Руководитель департамента инженерно-технического сервиса Инжинирингового центра МФТИ Александр Бочкарёв отмечает: *«Бажен с точки зрения разработки, вероятно, самый сложный актив в Российской Федерации. Наиболее эффективен здесь метод ГРП. На традиционных активах гидроразрыв пласта нацелен на достижение оптимальной безразмерной проводимости единичной трещины, то есть оптимального соотношения проводимости трещины и проводимости пласта. Для сверхнизкопроницаемых коллекторов, каким и является бажен, понятие безразмерной проводимости трещины в классическом понимании теряет свой смысл, и экспертам Инжинирингового центра МФТИ необходимо искать другие способы оценки эффективности стимуляции»*.

В условиях бажена возможно формирование разветвлённых сетей трещин вместо классической планарной трещины. Эффективность работы такой сети достаточно хорошо описывается параметром SRV (StimulatedReservoirVolume), или стимулированным объёмом пласта.

Дизайн операции ГРП должен учитывать особенности строения бажена и быть нацеленным на максимизацию SRV. В то же время нужно понимать, что прогнозировать приток нефти к такой системе трещин в условиях сверхнизкопроницаемого коллектора обычными способами тоже недопустимо. Для этого Инжиниринговым центром МФТИ по заказу «Газпром нефти» и НТЦ «Бажен» были разработаны симуляторы – РОСТ МГРП и PEBI.

Антон Калмыков также считает, что для баженовской свиты подходит многостадийный ГРП. Но приходят на службу и другие технологии, например закачка перегретого воздуха с целью создания фронта горения. Но большинство методов, по мнению учёного, требуют точечных объектов и определённой оптимизации. Если всё это наладить и привести в порядок, если удастся добывать сорбированные углеводороды и применять третичные методы воздействия на пласт и, соответственно, за счёт температуры генерировать новые углеводороды, то баженовская свита позволить добывать огромные объёмы нефти.

Параллельно в ТЦ «Бажен» ведётся работа над комплексом оборудования и технологий по термохимической обработке скважин, не имеющим аналогов в мире. Особенностью данного решения является закачивание сверхкритической воды в пласт. Сверхкритическая вода – это следующее агрегатное состояние жидкости после перегретого пара. В таком состоянии у воды появляются уникальные свойства: она становится отличным растворителем и теплоносителем.

Технология с использованием сверхкритической воды направлена на то, чтобы воздействовать именно на твёрдую органику нефтематеринской породы и за счёт высокой температуры и давления генерировать новые, лёгкие подвижные углеводороды. Это новый ресурсный потенциал баженовской свиты, который позволит значительно увеличить нефтеотдачу.

«Полигон “Бажен” создан, чтобы в первую очередь заниматься исследованиями и разрабатывать новые, рентабельные технологии поиска и разработки баженовской свиты, – говорит Антон Калмыков. – *У других нефтяных компаний также есть либо пилотные участки для разработки, либо аналогичные полигоны. Плюс почти у всех компаний имеются свои лаборатории. Исследования ведутся, сейчас активно рассматриваются и решаются геологические задачи – по изучению строения, оценке запасов и ресурсов и изменчивости характеристик баженовской свиты по площади, определению влияния разных факторов на эффективность разработки.*

Но на территории Западной Сибири при бурении новых скважин на новых площадях нужно решать также вопросы логистики, выбора эффективной технологии бурения, способа транспортировки нефти в нефтехранилища или на нефтеперерабатывающие предприятия. Есть много тонкостей, которые требуют экономических и правовых решений. С учётом того, что пока активно разрабатываются традиционные запасы, я не думаю, что в ближайшее время баженовская свита станет основным и главным объектом для добычи нефти», – считает учёный.

Если говорить о рентабельности, то сегодня за счёт накопления опыта и компетенций по работе с баженовской свитой ТЦ «Бажен» удалось снизить удельную себестоимость добычи с 30 тыс. до 18 тыс. рублей за тонну. Однако полная рентабельность технологии будет обеспечена при стоимости 8500 рублей за тонну. Это целевой показатель компании на 2025 г.

По распоряжению вице-премьера Дмитрия Козака и министра энергетики Александра Новака разработан паспорт Федерального проекта «Освоение баженовской свиты в Западной Сибири». Повышение статуса ведомственного проекта Минэнерго до уровня Федерального проекта поможет его участникам получить адресные меры поддержки для создания новых технологий и оборудования, снизит административную нагрузку. Кроме того, курировать проект будет вице-премьер правительства, что позволит сделать межведомственное взаимодействие (а в проекте принимают участие сразу четыре министерства) более эффективным.

Параллельно идёт работа над внесением изменений в Федеральный закон «О недрах». Предложенные ТЦ «Бажен» поправки предусматривают новый вид лицензий – для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. Это новый для России тип недропользования, цель которого – не разведка и добыча полезных ископаемых, а создание и тестирование новых технологий. Они будут проводиться на Пальяновской площади, которая станет функционировать в качестве технологического полигона.

Конечно, если бы сегодня нефтяные котировки были выше, то желающих инвестировать в исследования и освоение баженовской свиты оказалось бы больше, потому что результаты инвестирования были бы гораздо существеннее. Но в деле разработки бажена даже те подвижки, которые наблюдаются сейчас, внушают оптимизм. ■

АВАНГАРД

ВЫБОР ПРОФЕССИОНАЛОВ

Защита от коррозии на 61%* лучше

Защита от износа на 40%* лучше

Защита двигателя на 11%* лучше

ОДОБРЕНО: Mercedes-Benz / Renault / Volvo / MAN

ActiPure TECHNOLOGY

* По сравнению с требованиями API CI-4.

РЕКЛАМА

XXVI специализированная выставка

Тюменская ярмарка

АО «Тюменская ярмарка»
Адрес: Россия, 625013,
г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал
телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33;
e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru

РЕКЛАМА

Время шельфовых инвестиций

GettyImages

Главные проекты в российских и зарубежных акваториях

Мария КУТУЗОВА

По информации Rystad Energy, в первом полугодии 2019 г. приняты решения по новым проектам на шельфе общей стоимостью более 50 млрд долларов. В июле Saudi Aramco анонсировала заключение с сервисными компаниями контрактов на 18 млрд долларов, направленных на развитие добычи в рамках морских проектов Marjan и Berri. Кроме того, было объявлено о планах подписания ещё трёх крупных договоров на разработку морских месторождений Zuluf, Abu Safah и Safaniyah. Rystad Energy прогнозирует дальнейший рост вложений в шельф – до 123 млрд долларов по итогам 2019 г. Это значительно превышает рекордный уровень 2014 г., когда компании в течение года направили в морские нефтегазовые проекты 78 млрд долларов.

Шельфовый ренессанс

Новая фаза освоения месторождения Marjan в Саудовской Аравии стала крупнейшим проектом по добыче углеводородного сырья, решение по которому было принято за последние пять лет. Эксперты также выделяют реализацию на шельфе Бразилии крупных газовых проектов на месторождениях Hail и Ghasha, запуск новой платформы для добычи, хранения и отгрузки нефти на месторождении Lula Oeste, а также строительство газотранспортной системы между месторождениями Atum и Golfinho в рамках проекта по производству сжиженного природного газа Area 1 LNG. Все эти бразильские проекты также войдут в список крупнейших морских нефтегазовых проектов последних лет. Ранее на попадание в него претендовала вторая фаза месторождения Liza. До конца этого года ExxonMobil анонсировала принятие по ней окончательного решения (стоимость 4,7 млрд долларов).

Компании в 2019 г. могут инвестировать в шельф больше, чем позволяли себе при ценах на нефть в 100 долларов за баррель. По итогам 2014 г., до падения цен на нефть, были приняты решения для 74 проектов на шельфе, реализация которых в целом была оценена в 78 млрд долларов. В 2016 г. инвестиции в морские нефтегазовые проекты достигли дна – 37 млрд долларов. Последние пять лет компании-операторы усердно сокращали издержки на шельфовые разработки, добившись среднего показателя безубыточности на уровне цен на нефть 40 долларов за баррель. Согласно подсчётам Rystad Energy, лишь порядка 13% из всего перечня проектов на 123 млрд долларов, для которых возможно принятие окончательного инвестиционного решения до конца этого года, рентабельны при ценах на нефть более 60 долларов за баррель, следовательно, обладают наиболее высокими рисками.

Wood Mackenzie прогнозирует быстрые темпы роста вложений в морские нефтегазовые проекты на глубоководье. В 2019 г. инвестиции в такие проекты могут составить 80 млрд долларов, что в че-

тыре раза превышает уровень 2018 г. (20 млрд долларов). Финансовые потоки, направляемые на реализацию нефтегазовых проектов в сегменте upstream, растут вот уже третий год, но в целом темпы не такие впечатляющие, как для глубоководных проектов. По информации WoodMac, осуществление этих проектов стало эффективным при ценах на нефть в 50 долларов за баррель, тогда как в 2014 г. этот показатель был выше на 37% и составлял 79 долларов за баррель. Средний объём капиталовложений на баррель для глубоководных проектов за это время снизился на 60%, до восьми долларов.

Высокие нефтяные котировки, поддерживаемые соглашением «ОПЕК+», обеспечили не только рост сланцевой добычи в Соединённых Штатах, но и прирост в сегменте разработки традиционных запасов углеводородного сырья. Так, даже в США, где продолжается «сланцевая революция», компаниям удалось достичь значительного прироста производства и на шельфе Мексиканского залива. В мае этого года, ранее запланированного срока, компания Shell начала промышленную добычу в рамках проекта Appomattox на установленной в 130 км от Луизианы платформе. В настоящее время уровень производства на этом глубоководном месторождении составляет 175 тыс. баррелей н. э. в сутки. Однако Rystad Energy оценивает возможный прирост добычи в Мексиканском заливе по итогам года в среднем на 135 тыс. баррелей нефти в сутки, но даже этот консервативный прогноз позволит выйти в регионе на уровень нефтедобычи – 1,95 млн баррелей в сутки. Это станет новым историческим максимумом. Ещё в 2013 г. в Мексиканском заливе добывалось в среднем 1,28 млн баррелей в сутки, затем производство нефти в регионе стало расти и достигло по итогам 2018 г. рекорда в 1,79 млн барр./сут.

Wood Mackenzie выделяет 115 новых крупных проектов в мировом upstream с общим потенциалом добычи на пике более 50 млн баррелей н. э. в год и общей стоимостью 500 млрд долларов, реализация которых была одобрена в последние годы. Только за 2018 г. были приняты решения для проектов общей стоимостью 190 млрд долларов. Главный акцент сделан на реализации проектов с низкой стоимостью и с большими запасами, которые могут обеспечить добычу на долгий период. Эта цель сегодня объединяет инвесторов, принимающих решения и вкладывающих средства в upstream в Саудовской Аравии, Ираке, ОАЭ, России, Канаде и Израиле. На такие проекты в глобальном масштабе приходится, согласно подсчётам WoodMac, около 41 млрд баррелей н. э., или 57% от запасов, разработка которых одобрена с 2015 г.

Рост глубоководных проектов

В период кризиса 2014–2016 гг. принятие решений для глубоководных проектов было ориентировано на относительную технологическую простоту: большинство одобренных в это время проектов на глубоководье были привязаны к уже существующей инфраструктуре. Запущенные в промышленную эксплуатацию во время кризиса месторождение Zohr (Египет) и вторая фаза Mad Dog (Мексиканский залив США) стали в этом плане редким исключением, тогда как большинство других технологически сложных и крупных проектов были отложены на неопределённое время.

Однако задержки в реализации проектов стали разрушать их ценность на более отдалённом временном горизонте из-за широко обсуждаемого перехода к новой энергетике в условиях стремительного удешевления возобновляемых источников энергии. В результате последние годы – особенно урожайные для принятия окончательных инвестиционных решений по проектам на глубоководье. WoodMac отмечает усилия компаний-операторов, нацеленные на поиск упрощённых и стандартизированных решений для разработки таких объектов, а также всё чаще встречающуюся разбивку сложных проектов на несколько последовательно вводимых фаз. Это позволяет сокращать время от принятия окончательного решения до получения первого промышленного потока углеводородов: средний показатель для глубоководья сейчас составляет менее трёх лет.

В глобальном масштабе выделяются крупные проекты по добыче природного газа на глубоководье. Сегодня прорыв здесь обеспечивают месторождения в Африке и Средиземноморье. За последние месяцы приняты решения по месторождению Tortue компании BP в Сенегале и глубоководному блоку Area 1 компании Anadarko в Мозамбике. А до конца года ожидается принятие ОИР для ещё двух глубоководных проектов в Мозамбике и Танзании.

По мнению аналитиков Wood Mackenzie, на 2018–2021 гг. приходится новый этап инвестиций в СПГ-проекты. В этот период может быть одобрена реализация проектов общей стоимостью 200 млрд долларов. Ресурсной основой для многих из них станут глубоководные разработки. Одним из примеров является австралийский Prelude FLNG, в рамках которого 11 июня 2019 г. началась промышленная отгрузка сжиженного природного газа. Проект Shell Prelude FLNG был профинансирован в 2011 г. на сумму чуть более 11 млрд долларов. Однако из-за проблем с проектированием и строительством затраты выросли до 15 млрд долларов – на 36%. Как отмечают в Rystad Energy, в 2016 г. данный перерасход со стороны Shell привёл к отмене заказа в Samsung Heavy Industries ещё трёх установок FLNG на сумму 4,6 млрд долларов.

Региональные лидеры

Что касается добычи нефти, то WoodMac отмечает значительные ресурсы глубоководных нефтяных месторождений в глобальном масштабе. Однако за пределами Мексиканского залива США и стран Ла-

тинской Америки сейчас лишь немногие из них могут быть конкурентоспособными. В ближайшее время запланировано принятие окончательных инвестиционных решений по крупнейшим проектам в Бразилии. В частности, ожидается разработка новых фаз проектов национальной нефтяной компании Petrobras на месторождениях Mero, Roncador, Marlim, Sepia и Buzios.

Тем временем американская ExxonMobil стремительно продвигается к принятию решений для фаз 3–6 на гигантском месторождении Liza в Гайане. Весной текущего года она получила разрешение гайанских властей на реализацию второй фазы данного проекта. Промышленная добыча в объёме 220 тыс. барр./сут начнётся в середине 2022 г. Реализация второй фазы оценивается в 6 млрд долларов, в том числе примерно 1,6 млрд планируется направить на создание плавучей платформы для производства, хранения и отгрузки нефти Liza Unity FPSO. Компания SBM Offshore, с которой летом прошлого года был заключён контракт на разработку и проектирование данной платформы, заявила, что Liza Unity по своим параметрам станет крупнейшей в мире FPSO. Мощность хранилища, расположенного на борту платформы, оценивается в 2 млн баррелей.

Компания сообщает, что первая фаза месторождения Liza стартует уже в начале 2020 г. В её рамках уровень добычи составит 120 тыс. барр./сут. В третьем квартале 2019 г. ExxonMobil установит на шельфе Гайаны первую плавучую добывающую платформу Liza Destiny FPSO.

К концу этого года ожидается решение о разработке ещё одного гайанского месторождения Payara, на котором с 2023 г. планируется добывать 180–220 тыс. барр./сут. Компания продолжает оценивать потенциал других месторождений, открытых на блоке Stabroek, прежде всего Turbot и Hammerhead. Сейчас извлекаемые запасы этого блока оцениваются более чем в 5,5 млрд баррелей. Уже к 2025 г. ExxonMobil намерена добывать в стране порядка 750 тыс. барр./сут. К этому времени на шельфе Гайаны должны работать пять плавучих платформ типа FPSO. Всего же на блоке площадью 26,8 тыс. км^2 уже открыто 13 месторождений. ExxonMobil принадлежит 45-процентная доля на блоке Stabroek, ещё 30% – у американской Hess, а 25% – у китайской CNOOC. Компании активно привлекают местное население к своим проектам на шельфе, трудоустроив уже порядка 1 тыс. гайанцев. ExxonMobil с партнёрами потратила порядка 60 млн долларов на подготовку более 500 гайанских поставщиков. Кроме того, компания основала центр развития национального бизнеса в Гайане, где зарегистрировано более 1,5 тыс. местных компаний.

Тем временем компания продолжает активную геологоразведку на блоке Stabroek. До конца 2019 г. на шельфе Гайаны будут работать четыре буровых судна. После недавнего открытия месторождения Yellowtail судно Noble Tom Madden пробурит вторую скважину на месторождении Hammerhead. Буровое судно Stena Carron заканчивает в настоящее время оценку открытого месторождении Longtail, затем пробурит третью скважину на Hammerhead, а в конце 2019 г. – вторую скважину на месторождении Ranger. Тем временем судно Noble Bob Douglas ведёт бурение эксплуатационных скважин для первой фазы месторождения Liza. В четвёртом квартале текущего года ExxonMobil планирует вывести на шельф Гайаны ещё одно судно – Noble Don Taylor.

Программы бурения и рост ставок

В ближайшие годы на фоне роста активности на глубоководье прогнозируется дальнейшее повышение ставок на аренду глубоководных установок. В предстоящие три – четыре года операторы нефтегазовых проектов планируют разработку многочисленных программ морского бурения в глобальном масштабе. В этом сегменте выделяются четыре региона – норвежский континентальный шельф, где предполагается реализовать 85 таких программ, Африка (88 программ в различных районах), Латинская Америка (56) и Азиатско-Тихоокеанский регион (95).

Согласно оценкам Westwood Global Energy, обвал, произошедший в 2014–

2018 гг. на рынке шельфового бурения, с 2020 г. может смениться периодом роста. Это связано с недавним одобрением реализации целого ряда морских нефтегазовых проектов, среди которых особо выделяются Cluster 2A/2B (Индия), Golfinho-Atum (Мозамбик), Lingshui & Liuhua (Китай) и вторая фаза проекта Greater Gorgon (Австралия). В связи с этим аналитическая компания предсказывает рост суточных ставок на аренду морских буровых установок.

Сегодня нефтесервисные компании ищут новые формы бизнеса для преодоления затянувшегося на многие годы кризиса. Schlumberger, например, заключила с американской корпорацией Chevron долгосрочный контракт на 20 лет в рамках морских проектов в Мексиканском заливе США. Сервисная компания прогнозирует в дальнейшем рост «везде, кроме сланцев США», связывая особые надежды с дорогостоящими проектами на шельфе. Новый контракт с Chevron предусматривает долгосрочные поставки и обслуживание оборудования для высокотехнологичной подводной добычи.

Westwood прогнозирует значительное повышение геологоразведочной активности на шельфе. Безусловным лидером по объёмам разведочного бурения может стать Total, запланировавшая на этот год проходку по меньшей мере 20 скважин. Первый квартал 2019 г. принёс добывающим корпорациям открытие 2,4 млрд баррелей нефтяного эквивалента. По сравнению с открытиями, сделанными в 2018 г., по итогам нынешнего года Westwood Global Energy смело прогнозирует прирост углеводородных запасов на 40%.

Норвежские перспективы

На текущий год также запланированы значительные объёмы бурения дополнительных разведочных скважин в зрелых районах, в том числе на шельфе Норвегии.

Как сообщает Норвежский нефтяной директорат, за последние 30 лет производство нефти на континентальном шельфе страны достигло минимального уровня. По итогам апреля 2019 г. в скандинавском королевстве добывали в среднем 1,38 млн барр./сут. Согласно прогнозу директората, спад продолжится до конца года. Переломить тренд сможет лишь запуск в ноябре – декабре 2019 г. месторождения Johan Sverdrup в Северном море, крупнейшего из открытых за последние годы.

Норвежская национальная нефтяная компания Equinor предпринимает беспрецедентные усилия, сокращая издержки и добиваясь впечатляющих показателей эффективности при реализации проектов. Однако нефтегазовый сектор Норвегии переживает непростые времена. Это связано с исчерпанием ресурсов зрелых месторождений, недостатком открытий, противостоянием экологической общественности новым углеводородным проектам, прежде всего в Арктике (согласно информации директората, примерно две трети ещё не открытых ресурсов нефти и газа в стране сосредоточены на Крайнем Севере).

Сейчас Equinor делает ставку на разработку двух крупнейших месторождений – североморского Johan Sverdrup и Johan Castberg в Баренцевом море. Именно они должны остановить спад производства в стране в ближайшие десять лет. Предполагается, что на Johan Sverdrup (при достижении пика на месторождение) придётся 25% всей добычи нефти в Норвегии. Только в рамках первой фазы его освоения запланирован выход на производство до 440 тыс. баррелей н. э. в сутки (в 2020 г.).

Согласно оценкам, ресурсы этого актива составляют 2,1–3,1 млрд барр. н. э. Equinor рассчитывает разрабатывать Johan Sverdrup в течение 50 лет, тогда как эксплуатация Johan Castberg продлится порядка 30 лет. Нефтяникам предстоит освоить в Арктике примерно 450–650 млн баррелей н. э.

Что касается зрелых активов, то появилась информация о серьёзных технических ограничениях, которые не позволяют эффективно разрабатывать оставшиеся запасы и наращивать добычу на большинстве из них, да ещё при текущей ценовой ситуации на мировом нефтяном рынке.

Открытия «Газпрома»

«Газпром» в текущем году сообщил об открытии двух месторождений на шельфе полуострова Ямал с суммарными запасами газа более 500 млрд м^3 – им. В. А. Динкова и Нярмейского. Первое из них расположено в пределах Русановского лицензионного участка в Карском море. По величине запасов газа оно относится к категории уникальных: извлекаемые запасы по сумме категорий $C_1 + C_2$ составляют 390,7 млрд м^3. Нярмейское месторождение находится в пределах одноимённого лицензионного участка в Карском море. По величине запасов оно является крупным: 120,8 млрд м^3 по категорий $C_1 + C_2$. Компания получила право пользования недрами Русановского и Нярмейского лицензионных участков в 2013 г. С тех пор выполнено 5,79 тыс. км^2 сейсморазведочных работ методом 3D, а в 2018 г. были пробурены две поисковые скважины.

Согласно планам, после обустройства Харасавэйского «Газпром» собирается освоить Крузенштернское газоконденсатное месторождение, на котором предполагается добывать порядка 30–32 млрд м^3 в год. Компания планирует запустить его в промышленную эксплуатацию в зависимости от конъюнктуры на мировых рынках в период 2025–2028 гг. Оба месторождения являются ключевыми для создания Ямальского центра газодобычи. И Харасавэй, и Крузенштернское частично выходят на шельф Карского моря. По информации «Газпрома», при освоении морской части Харасавэйского предполагается бурить скважины с берега. Что касается Крузенштернского, то ранее сообщалось о возможности строительства искусственных островов.

В 2025 г. должно стартовать промышленное освоение месторождения Каменномысское-море в южной части Обской губы. В течение трёх лет планируется выйти на «полку» добычи на уровне 15,1 млрд м^3 в год. Инвестиционное решение по проекту ожидается к началу 2020 г. Северные верфи ОСК – «Севмаш» и «Звёздочка» – готовят совместную заявку на участие в тендере «Газпрома» на строительство ледостойкой стационарной платформы для этого проекта.

Что касается результатов геологоразведки, то по состоянию на конец 2018 г. разведанные запасы природного газа «Газпрома» категорий $A + B_1 + C_1$ составили 35,2 трлн м^3 – 71% от российских, или около 17% от мировых. В прошлом году в основном за счёт проведения геологоразведочных работ на шельфе Арктики и Сахалина компания прирастила 796,6 млрд м^3 газа по категориям $A + B_1 + C_1$. Так, прирост запасов на Ленинградском месторождении (шельф Карского моря) составил 667,4 млрд м^3, а на Южно-Киринском (шельф Охотского моря) – 100,9 млрд м^3.

Сахалинские рубежи

«Газпром» второй год ведёт эксплуатационное бурение на Южно-Киринском месторождении, в 2015 г. попавшем под санкции США. В 2018 г. там были пробурены четыре скважины, бурение ещё четырёх запланировано на текущий год. Всего же «Газпром» собирается довести число эксплуатационных скважин на Южно-Киринском до 37, что позволит добывать на этом активе до 21 млрд м^3 газа в год. В нынешнем году компания собирается завершить проектные работы, начать обустройство месторождения, а также заключить контракты. Среди потенциальных участников проекта (поставщиков подводного оборудования) «Газпром» на-

«Газпром»

звал американскую компанию GE и объединившую активы франко-американскую TechnipFMC. Промышленную эксплуатацию Южно-Киринского ранее планировалось начать в 2019 г., затем сроки дважды переносились: сначала на 2021 г., а сейчас речь идёт о 2023 г.

«Газпром» и «РусГазДобыча» заключили договор на строительство объектов на Киринском газоконденсатном месторождении, сумма контракта составит 50,9 млрд рублей. Заявленная проектная мощность добычи на Киринском достигнет 5,5 млрд м^3. Промышленная разработка данного месторождения началась в 2013 г., оно стало первым активом на российском шельфе, который осваивается с применением подводных добычных комплексов иностранного производства. Санкции, введённые в отношении России из-за событий в Крыму, осложнили планы «Газпрома» по развитию сахалинских проектов. В результате Киринское разрабатывается в сезонном режиме, а добыча там не превышает 700 млн м^3 в год. Сейчас «Газпром» планирует выход Киринского на проектную мощность в 2021–2023 гг. «РусГазДобыча» по договору должна выполнить работы по обустройству месторождения к 2022 г.

«Газпром нефть» планирует в 2025–2026 гг. начать разработку Аяшского участка на шельфе Сахалина. Компания открыла на этом участке в Охотском море два месторождения – Нептун в 2017 г. и Тритон в 2018-м. Сейчас она прорабатывает возможные технические и технологические варианты добычи с использованием судна FPSO (плавучий комплекс для добычи, хранения и отгрузки нефти) и другие решения.

Аяшский лицензионный участок расположен в северо-восточной части шельфа о. Сахалин, в 55 км от береговой линии. Глубина моря здесь составляет менее 90 м. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых подтвердила общий объём запасов двух упомянутых месторождений на уровне более 500 млн т н. э.

По словам главы «Газпром нефти» Александра Дюкова, по объёму запасов (415,8 млн т по категориям $C_1 + C_2$) месторождение Нептун является одним из крупнейших активов компании. В ноябре прошлого года российская ВИНК открыла второе месторождение – Тритон – на Баутинской структуре Аяшского участка. Его запасы оценены более чем в 137 млн т нефтяного эквивалента. По словам председателя правления «Газпрома» Алексея Миллера, Тритон вошёл в тройку крупнейших нефтегазовых открытий прошлого года. Компания также сообщила о планах бурения в 2019-м и 2021 г. трёх разведочных скважин на Баутинской площади на глубине моря 80 м, причём планируется, что глубина скважин составит 2,85 км.

ВИНК рассматривает несколько вариантов освоения этих сахалинских активов, в том числе раздельную их разработку с помощью двух платформ, а также использование общей инфраструктуры для сокращения издержек. Небольшое расстояние между Тритоном и Нептуном (около 30 км) даёт возможность получить синергию при их освоении. «Газпром нефть» обещает определиться с составом нового шельфового консорциума и принять окончательное инвестиционное решение к 2022–2023 гг. Наиболее активны восточные партнёры компании. Так, о заинтересованности в освоении Нептуна и Тритона уже заявили Mitsubishi, CNOOC, PetroVietnam, ONGC. Shell также названа «Газпром нефтью» возможным претендентом на долю в партнёрстве. Среди российских компаний выделяется «НОВАТЭК», ориентированный на участие как в сахалинских, так и арктических проектах «Газпром нефти». ВИНК также сотрудничает с «ЛУКОЙЛом» и «КазМунайГазом» в рамках проекта по разработке Центрального месторождения на шельфе Каспия. «Газпром» поручил «Газпром нефти» оперативное управление в СП по Центральному – в совете директоров «ЦентрКаспнефтегаза» есть представители «Газпром нефти».

Флагманы каспийской нефтедобычи

Месторождение им. Владимира Филановского с начальными извлекаемыми запасами 129 млн т нефти и 30 млрд м^3 газа, открытое в 2005 г. и введённое в промышленную эксплуатацию в 2016 г., разрабатывается компанией «ЛУКОЙЛ» по принципу «нулевого сброса»: все промышленные и бытовые отходы вывозятся на берег для переработки и утилизации. Это крупнейшее нефтяное месторождение в российском секторе Каспийского моря с 2018 г. работает на проектном уровне – 6 млн т нефти в год. В июле 2019 г. накопленная добыча превысила 15 млн т.

Одна из главных задач «ЛУКОЙЛа» на этом активе – поддержание достигнутого проектного уровня добычи. В настоящее время продолжается обустройство третьей очереди месторождения и уже завершена установка в море опорного основания верхнего строения блок-кондуктора общим весом более 2,8 тыс. т. По информации компании, запуск в промышленную эксплуатацию третьей очереди на Филановском, планируемый до конца текущего года, позволит вовлечь в разработку западную часть месторождения.

К концу июня 2019 г. в рамках освоения второй очереди на этом месторождении были введены в эксплуатацию две новые скважины с начальным дебитом каждой более 1 тыс. т в сутки. Восьмая по счёту скважина является одноствольной добывающей с забоем 5,153 км и длиной горизонтального участка 3,439 км, а девятая – также одноствольной добывающей с забоем 2,54 км и длиной горизонтального участка 629 м.

На Каспии компания продолжает добычу на месторождении имени Юрия Корчагина, а также приступила к обустройству Ракушечного, начало производства на котором запланировано на 2023 г. В результате реализации программы бурения в рамках второй очереди на месторождении им. Ю. Корчагина в первом квартале 2019-го по сравнению с аналогичным периодом прошлого года добыча увеличилась на 27%. На блок-кондукторе в рамках второй очереди завершено строительство четвёртой скважины с забоем 6,39 км и длиной горизонтального участка 4,276 км. В скважину спущена интеллектуальная система заканчивания, позволяющая в режиме реального времени в зависимости от текущих условий менять параметры работы отдельных участков горизонтального ствола. Это способствует увеличению эффективности освоения запасов углеводородов.

На Ракушечном месторождении компания планирует добывать до 1,2 млн т нефти в год. Сейчас российская ВИНК ведёт корпусные работы на верхних строениях и опорных основаниях ледостойкой стационарной платформы и платформы жилого модуля в рамках этого нового проекта.

В соседнем Казахстане в июле 2019 г. компания North Caspian Operating заявила о начале проектных работ на второй фазе освоения Кашагана. Это приведёт к значительному увеличению производства нефти на месторождении. Кроме того, консорциум рассказал о намерении представить до конца третьего квартала 2019 г. план разработки соседних месторождений – Хазара и Каламкаса. Совместная разработка этих активов с использованием инфраструктуры Кашагана позволит повысить эффективность уже осуществляемого проекта. В рамках освоения Хазара и Каламкаса предполагается пробурить более 50 новых скважин и выйти на объёмы нефтедобычи в 100 тыс. барр./сут. Окончательное решение для этого проекта предполагается принять не позднее 2022 г.

Кашаган – одно из крупнейших нефтяных месторождений в мире (запасы 9–13 млрд баррелей), открытое в 2000 г. Проект его освоения стоимостью 55 млрд долларов входит в число самых дорогих нефтегазовых разработок в глобальном масштабе. Месторождение запущено в эксплуатацию в 2016 г. и совсем недавно в связи с ремонтными работами пережило первую остановку добычи. Согласно информации компании-оператора NCOC, летом 2019 г. Кашаган успешно восстановил объёмы производства, которые к июлю достигли 370 тыс. барр./сут.

Как сообщается, в ходе 35-дневного отключения были приняты меры по повышению безопасности и эффективности, в том числе осуществлены модернизация на перерабатывающем заводе и обновление морской системы закачки газа. Это позволило консорциуму строить новые планы по увеличению объёмов производства. В перспективе консорциум North Caspian Operating собирается в рамках первой фазы нарастить добычу на месторождении более чем до 450 тыс. барр./сут. В состав консорциума входят «КазМунайГаз» с долей 16,88%, Eni, Total, ExxonMobil и Shell с долями по 16,81% каждая, а также CNPC с 8,33% и Inpex с 7,56%.

Сейчас North Caspian Operating обеспокоена борьбой с колебаниями уровня Каспийского моря. За последнее десятилетие уровень воды в его мелководной северной части упал на метр. О циклическом характере изменений на Каспии известно давно. С середины 2000-х начался очередной маловодный период, который, согласно прогнозам, может продлиться до конца 2020-х. Однако в этом году вклад в обмеление акватории вносят аномальные погодные явления.

Колебания уровня воды доставляли много проблем добывающим компаниям. В конце прошлого века рост уровня моря примерно на 2,5 м (за последнюю четверть двадцатого столетия) приводил к наводнениям на месторождении Тенгиз на побережье Казахстана (ныне оно разрабатывается консорциумом под руководством Chevron). А в последние два десятилетия из-за обмеления Каспия на мелководном Кашагане возникли проблемы у консорциума North Caspian Operating. Снижение уровня воды за 10 лет на 1 м ниже среднего уровня привело к тому, что обычные суда не могут осуществлять поставки грузов и персонала на месторождение. NCOC вынуждена использовать для этих целей вертолёты, а также суда на воздушной подушке. ■

V Федеральный ИТ-форум нефтегазовой отрасли России

SMART OIL & GAS

Цифровая трансформация нефтегазовой индустрии

26–27 сентября 2019

Отель «Хилтон Санкт-Петербург Экспофорум»
Санкт-Петербург, Петербургское шоссе, д. 62, стр. 1

Важнейшей темой форума в 2019 г. станет увязка программ цифровой трансформации нефтегазовых компаний с их основным бизнесом, а также способы объективной оценки эффекта от цифровой трансформации и окупаемости инноваций.

oil-gas.digital

РЕКЛАМА

Организатор:

10 лет COMNEWS CONFERENCES

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

Хлор в «Дружбе»

Почему именно таким оказался итог либерализации отраслевого законодательства?

Илья НАДТОЧЕЙ,
аналитик Института развития технологий ТЭК (ИРТТЭК)

19 апреля компания «Белнефтехим», оператор Мозырского НПЗ в Белоруссии, заявила о резком росте содержания хлорорганики в нефти. Вследствие этого 25 и 26 апреля встали северная и южная ветки «Дружбы» и частично нефтепровод БТС-2. Хлорорганикой оказалось загрязнено 3 млн т сырья. Ответ на вопрос, как такое могло произойти, выходит далеко за рамки криминальной истории с мелкими нефтяными жуликами. Причину надо искать в комплексе давно назревших, но так и не принятых решений о принципах функционирования нефтетранспортной системы России.

Нефть-то в трубе чья будет?

В загрязнении нефти в «Дружбе» хлорорганикой СМИ обвиняют трубопроводную монополию «Транснефть». Диапазон обвинений широк: от вполне респектабельных – *«в компании не налажен контроль за качеством закачиваемого в трубу сырья»* – до совершенно маргинальных утверждений, что хлорорганику в нефтепровод сознательно закачали аффилированные с «Транснефтью» криминальные нефтяные «живопырки». Последнее не заслуживало бы упоминания, если бы не сам факт – кто-то же оплатил публикацию этих материалов, что говорит о серьёзности проблемы в не меньшей степени, чем международный масштаб последствий события.

Анализ случившегося следует начать «аб ово» – насколько вообще допустимы обвинения против «Транснефти»? На официальном сайте компании среди основных направлений деятельности первым пунк-

том звучит: *«Оказание услуг в области транспортировки нефти и нефтепродуктов по системе магистральных трубопроводов в Российской Федерации и за её пределами»*. В других пунктах основных направлений также нет никаких упоминаний об ответственности компании за качество сырья в трубе. Транспортная компания не отвечает и не может отвечать за качество транспортируемого товара: она перевозит то, что ей поручили перевозить.

За качество товара должен отвечать тот, кто предлагает его к перевозке. Если же от транспортной компании требуют обеспечить качество предлагаемого к перевозке товара, то это уже не совсем транспортная компания. А если учесть, что от «Транснефти» требуют принимать в трубу нефть с содержанием серы 3,3%, а доставлять покупателю нефть с содержанием серы не более 1,8% (стандарт Urals), то вопрос о том, что же такое «Транснефть», повисает в воздухе, как и вопрос о статусе нефти в трубе.

Если «Транснефть» отвечает за качество «чёрного золота», то она выступает собственником этого сырья и должна заключать договоры на его куплю-продажу с нефтяными компаниями и потребителями. Такая позиция соответствует принципам трейдерской деятельности – здесь купил, там продал, – и ответственность за качество продукта целиком лежит на трейдере. При этом нефтяники могут самостоятельно продавать сырьё помимо «Транснефти», что многие сейчас и делают.

Но в данной конструкции за трейдером остаётся право совершать или не совершать сделку, тогда как «Транснефть» в статусе естественного монополиста этой возможности лишена. Она обязана принять нефть в трубу, причём требования к качеству закачиваемого сырья устанавливаются Минэнерго.

С. Л. Ситников в работе «Гражданско-правовое регулирование транспортировки нефти посредством системы нефтепроводов. Актуальные проблемы» доказывает, что при перекачке нефти имеет место как бы «гибель» закачанной в трубу нефти, как характеризующейся определёнными признаками и свойствами. И одновременно с этим происходит возникновение новой вещи с присущими только ей свойствами и особенностями. *«Как доктрина права, так и закон (ст. 235 ГК РФ) связывают с таким обстоятельством лишь одно правовое последствие – прекращение права собственности на соответствующую вещь»*, – заключает автор.

По мнению С. Ситникова, возможны такие варианты природы нефти в трубе:

• право собственности отправителя на сырьё, переданное им в систему нефтепроводов, прекращается, но возникает имущественное право требования к транспортирующей организации – предоставление по завершении процесса транспортировки соответствующего объёма нефти, хоть и не являющейся непосредственно той нефтью, что была передана отправителем, но отвечающей показателям определённого сторонами процесса транспортировки ГОСТа («механизм оказания услуг»);

• право собственности отправителя на нефть, переданную им в систему нефтепроводов, прекращается, а вместо него возникает имущественное право на соответствующую часть (долю) сырья, находящегося в системе нефтепроводов («механизм общей долевой собственности»);

• право собственности на транспортируемую нефть, принадлежавшее отправителю до момента её передачи в систему нефтепроводов, прекращается, а вместо него возникает обязательственное по своей сути право отправителя требовать от транспортирующей организации передать получателю «на выходе» соответствующий эквивалент, при этом право собственности на переданную в систему нефтепроводов нефть (которая постоянно существует в системе нефтепроводов и постоянно изменяется) переходит транспортирующей организации («механизм мены»).

Все эти механизмы подразумевают разные особенности взаимоотношений транспортной компании и первоначального собственника нефти.

Если «Транснефть» была бы признана в законе собственником сырья, закачанного в трубу, то компания могла – и обязана была бы! – сама устанавливать требования к его качеству и порядок измерения этого качества. То есть не Минэнерго определяло бы срок в 10 дней между измерениями содержания хлора, а «Транснефть» лимитировала бы для поставщиков тот срок, который считала бы оптимальным. Причём по договорам с поставщиками этот срок мог бы меняться в зависимости от вероятности превышения содержания хлора в сырье конкретных предприятий. Например, для самарских насквозь криминализованных пунктов сдачи-приёмки сырья (ПСП) – каждые два часа, для Западной Сибири – раз в месяц.

А нефтяники были бы обязаны в точности выполнять разработанные «Транснефтью» нормативные документы по всем аспектам подготовки сырья к закачке в нефтепровод.

Зачем искать причины появления хлорорганики в нефти, если «Роснефть» отказалась принять, например, разработанный ТН ещё в 2014 г. документ ОР-17.060.00-КТН-227-14 – «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Предотвращение приёма некондиционной нефти в систему магистральных трубопроводов. Порядок действий оперативного и диспетчерского персонала».

В отсутствии принципиального решения вопроса об ответственности сторон в ходе транспортировки нефти и статусе сырья в магистральных трубопроводах Минэнерго, «Транснефть», ФАС и все прочие причастные к процессу стороны

вынуждены изобретать массу документов. Каждый из них решает (или не решает) одну сиюминутную проблему, зачастую противореча другим документам и порождая новые аспекты проблемы.

После самарского инцидента Минэнерго постановило измерять содержание хлороорганики при сдаче нефти в трубу не раз в 10 дней, а ежедневно. Это уровень проблем Минэнерго – частота измерения хлорорганики в нефти?

Плохой закон лучше его отсутствия

Все стратегические системы жизнеобеспечения государства к настоящему моменту получили свои базовые законы: 35-ФЗ «Об электроэнергетике», 257-ФЗ «Об автомобильных дорогах и о дорожной деятельности», 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», 126-ФЗ «О связи», 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», 190-ФЗ «О теплоснабжении», 17-ФЗ «О железнодорожном транспорте в Российской Федерации». Только трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов до сих пор не имеет своего регулирующего закона.

Указание правительству РФ о разработке закона было дано Президентом Российской Федерации В. В. Путиным 30 июля 2015 г. Минэнерго уже к началу 2016 г. разработало законопроект «О магистральном трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов, а также о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ». В том же году он прошёл общественные обсуждения, получил концептуальную поддержку профильных федеральных органов исполнительной власти и других субъектов права законодательной инициативы (Комитета ГД РФ по энергетике, Комитета Совета Федерации по обороне и безопасности). А дальше начались бесконечные согласования с многократными возвращениями к ранее уже согласованным пунктам, основными инициаторами которых выступили «Роснефть» и ФАС.

«Роснефть» пыталась включить в законопроект положение о частных магистральных трубопроводах, о возврате нефтяным компаниям средств, выделенных ими на строительство магистральных трубопроводов в их интересах (в этом варианте нефтепроводы Заполярье – Пурпе и Куюмба – Тайшет, скорее всего, никогда бы не были построены), о запрете договоров «плати или качай».

ФАС посчитала дискриминационным указанный в законопроекте порядок действий «Транснефти» в случае невозможности выполнить заявку на транспортировку.

Перечень разногласий занимает страницы, что характерно для любого сложного документа. Практика законодательной деятельности (да и любого вида деятельности) убедительно показывает, что самый плохой документ, самое плохое решение, вызывающие самые принципиальные возражения, лучше полного отсутствия оного. Потому что такое отсутствие консервирует ситуацию с накопившимися противоречиями. И ситуация разрешается «сама по себе», порой с тяжёлыми последствиями, что ещё раз доказал самарский инцидент.

При отсутствии закона о трубопроводном транспорте просто некуда вписывать положения, позволяющие решать возникающие проблемы, например давно назревшую проблему частных ПСП.

Спасибо, что не взорвали

Политика ФАС по последовательной либерализации рынка нефти и нефтепродуктов привела к возможности появления на нефтепроводе «Дружба» частного ПСП, причём принадлежащего (по информации некоторых СМИ) гражданке Германии. Именно через этот ПСП в нефтепровод была закачана нефть с высоким содержанием хлорорганики.

Непосредственно в инициированном ФАС Постановлении правительства от 29 марта 2011 г. № 218 «Об обеспечении недискриминационного доступа к услугам субъектов естественных монополий по транспортировке нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам в РФ и признании утратившими силу некоторых актов Правительства РФ» о частных ПСП ничего не говорится. В п. 2 Постановления просто сказано, что существует «приёмосдаточный пункт» – пункт по учёту количества и оценке качества нефти (нефтепродуктов), на котором подразделение принимающей и сдающей сторон выполняет операции по приёму-сдаче нефти (нефтепродуктов). И потребитель услуг транспортировки обязан (п. 7 б) *«обеспечивать сдачу нефти (нефтепродуктов) для транспортировки по магистральному трубопроводу в пунктах отправления по характеристикам, указанным в паспорте качества нефти и документах, подтверждающих соответствие нефтепродуктов установленным требованиям в области технического регулирования, а также в количестве и сроки, которые предусмотрены договором»*.

Таким образом, Постановление носит характер рамочного закона, в котором ничего не сказано:

- о собственности на ПСП, который фактически может контролироваться гражданами других государств;
- об ответственности за несоответствие паспорта качества нефти её реальным характеристикам;
- каким образом и кем измеряются эти характеристики и т. п.

В рамочных законах всегда даются ссылки на орган, который определяет частности, необходимые для реализации закона. В Постановлении таких частностей нет. В результате осталось неясным, кто должен выпускать регламентирующие разъяснения, по какой процедуре и каков их статус.

Поскольку «Транснефть» по факту отвечает за качество нефти, выпуск разъяснений и инструкций должен входить в её прерогативу. Однако попытки внедрить необходимые инструкции, как уже говорилось, наталкивались на жёсткое сопротивление некоторых нефтяных компаний.

При отсутствии закона о трубопроводном транспорте остаётся принципиально нерешённым вопрос о безопасности магистральных трубопроводов. Основная связанная с этим проблема для «Транснефти» – криминальные врезки. Это специфический для отрасли вид преступления. Ни в каких других сегментах злоумышленники массово не сверлят дырки в оборудовании. Существующее законодательство и практика показали свою недостаточность в борьбе с криминальными врезками. Последние пять лет число врезок в магистральные трубопроводы с нефтью и дизелем не уменьшается, нанося компании многомиллиардный ущерб.

Отдельные меры по ужесточению Уголовного кодекса и совершенствованию охранных мероприятий не приносят необходимого результата, сталкиваясь с правоприменительной практикой. Например, сам факт устройства криминальной врезки не является основанием для лишения свободы, а налагаемые штрафы несоизмеримы с реальными доходами преступников. Врезчики получают условные сроки, платят штрафы и продолжают заниматься воровством топлива. Самарскую аварию некоторые блогеры объясняют именно масштабным воровством нефти через криминальные врезки.

Поскольку правоохранительные органы, как показывает практика, не способны в полной мере обеспечить охрану тру-

бопроводов, «Транснефть» предлагает вписать в закон положение о том, что *«охрана объектов магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) осуществляется ведомственной охраной оператора Системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в соответствии с законодательством Российской Федерации»*. В случае принятия закона в данной формулировке монополия сможет разработать нормативные акты, конкретизирующие полномочия «ведомственной охраны оператора».

Если ПСП будут отнесены по функциональности к системе магистральных трубопроводов, то даже их частный статус не помешает «Транснефти» включить их в систему свой ведомственной охраны. Если бы такое положение удалось реализовать, то масштабная кража нефти и закачка хлорорганики на ПСП под Самарой были бы невозможны или как минимум затруднены.

Частные ПСП и их частная охрана, как показал самарский инцидент, не способны обеспечить безопасность магистральных трубопроводов, потому что приказы такой охране могут отдавать сами инициаторы закачки грязной нефти. И никакие акты проверки качества с участием представителей «Транснефти» не в состоянии предотвратить такой вариант.

В случае целенаправленной диверсии в нефтепровод можно закачать не только хлорорганику, но и другие вещества, способные вывести нефтепровод из строя, например вызвав взрыв содержимого трубы. Так и хочется сказать организаторам закачки хлорорганики: спасибо, что хоть не взорвали.

Хлор в нефти: был, есть и будет

Считается, что проблема хлорорганики в нефти появилась в 1970-х, когда впервые попробовали увеличить нефтеотдачу за счёт использования при добыче хлорорганических соединений. Из-за начавшихся проблем у НПЗ применение хлорорганики было запрещено, но в 1990-е практика снова возобновилась вследствие ослабления контроля за деятельностью бизнеса со стороны властей.

Минэнерго 18 октября 2001 г. было вынуждено издать приказ № 294 «О запрещении применения хлорорганических реагентов в процессе добычи нефти», так как на блоках предварительной гидроочистки сырья установок каталитического риформинга были отмечены высокие скорости хлористоводородной коррозии и отложения хлористого аммония. Скорость коррозии достигла 2–4 мм в год, многократно превысив допустимый уровень 0,1–0,3 мм в год. На некоторых заводах, в частности на Хабаровском, Комсомольском, Рязанском, Ангарском и Ачинском НПЗ, в указанный период было зафиксировано до 7–10 аварийных остановок мощностей риформинга.

Согласно приказу, был изменен ГОСТ «Нефть. Общие технические условия», содержание хлорорганических соединений отныне не должно превышать 10 ppm. Измерения предписывалось осуществлять раз в 10 дней. С тех пор требования к допустимому содержанию хлорорганики и частота измерений не менялись – до самарской аварии.

Ситуацию с хлорорганикой усугубил приказ Минэнерго 5 мая 2012 г., которым допустимый уровень хлорорганических соединений (ХОС) в нефти был оставлен на прежнем уровне, но отменён сам принципиальный запрет на использование ХОС в нефтедобыче. *«На самарских месторождениях с парафинистой нефтью хлорорганика может дать приличную прибавку»*, – объяснил своё решение тогдашний министр энергетики Сергей Шматко. Символично, что именно под Самарой произошло сверхнормативное загрязнение нефти хлорорганикой.

Вопрос о содержании в добываемой нефти хлорорганических соединений представляется не до конца изученным. Традиционная точка зрения – естественные ХОС в сырье отсутствуют. Однако в большинстве случаев хлорорганика присутствует в нефти, поступающей на НПЗ, при этом неочевидно её происхождение: является ли она естественной составляющей сырья или появилась в нём в процессе добычи.

Специальных масштабных исследований по источникам ХОС в нефти, по-видимому, не проводилось. Разрозненные данные из разных источников дают пёструю картину. В некоторых из них приводятся данные о следовых количествах ХОС в сырье, в других – о поступлении на НПЗ нефти с ХОС до 9,7 ppm, даже 3600 ppm.

Не исключено, как предполагают некоторые аналитики, что проблема повышенного содержания хлорорганики в нефти имеет место безотносительно факта загрязнения в «Дружбе» в апреле. ХОС в нефти были всё последнее время, и если случаи превышения их содержания не получили резонансного освещения, то значит, очистные сооружения НПЗ справлялись с проблемой или ущерб от хлорорганики традиционно учитывается в расходах предприятий. Апрельский же демарш Белоруссии, первой объявившей о повышенном содержании хлорорганики, что было подхвачено другими потребителями, имеет под собой не столько технологические, сколько политические причины.

Кроме того, у хлорорганики в нефти имеется и другой аспект – структура хлорорганических соединений. В одних нефтях содержатся ХОС, хлор в которых находится в ароматическом кольце молекулы, а в других – в боковой углеводородной цепи молекулы. Эти виды соединений поразному реагируют на методы очистки.

Проблема хлорорганики в нефти имеет комплексный характер, включая в себя: количество ХОС и надёжность их измерения, структура хлорорганических молекул, эффективность очистки сырья от хлорорганики на НПЗ перед переработкой, степень и особенности разложения ХОС в процессе переработки. Для разных нефтей и разных ХОС эти показатели различны. Чтобы комплексно связать их с процессами повреждения оборудования заводов, нужны детальные исследования, так как процесс интенсификации добычи с помощью хлорорганики – объективная необходимость для отрасли. Ограничиваться только увеличением частоты измерения содержания ХОС в нефти – непродуктивно.

***

Появление в нефти трубопровода «Дружбы» ХОС должно заставить регулирующие органы, наконец, решить комплекс назревших проблем. Прежде всего, принципиальный вопрос о статусе и полномочиях «Транснефти»: является ли эта компания сугубо транспортной, или она выступает как полноправный участник сделок по купле/продажи сырья.

По нашему мнению, усугубление проблем с характеристиками добываемой нефти (особенно с содержанием серы), расширением географии добычи и окупаемости масштабных проектов ведёт к признанию за трубопроводной монополией трейдерских функций с соответствующим комплексом прав и обязанностей. Закрепить эти функции призван закон о трубопроводной монополии, подобный законам о других инфраструктурных монополиях. Оттягивание принципиальных решений может привести к прогрессирующей потере мировых рынков, прежде всего европейского, к финансовым проблемам нефтедобывающих компаний и самой монополии и общей деградации нефтяной отрасли страны. ■

Неделя нефтепереработки, газа и нефтехимии в Москве 2019

Интерконтиненталь Москва Тверская
16-20 СЕНТЯБРЯ

ОРГАНИЗАТОР
EPC
Euro Petroleum Consultants

В состав
Недели входят:

GTCC

Газ и химия - 4-я технологическая конференция и выставка
России и стран СНГ
16-17 СЕНТЯБРЯ

RPTC

18-я Конференция и выставка по технологиям нефтехимии
России и стран СНГ
17-18 СЕНТЯБРЯ

RRTC

19-я Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки
России и стран СНГ
19-20 СЕНТЯБРЯ

ПРИГЛАШАЕМ ВЫСТУПИТЬ С ДОКЛАДОМ

Приглашаем всех, кто заинтересован выступить с докладом или принять участие в любой из конференций в качестве спонсора, участника выставок, слушателя.

РЕКЛАМА

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

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

КАЛЕНДАРЬ 2019-2020
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ 2017

OilGas conference

22 - 27 сентября 2019
Новороссийск

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

07 - 12 октября 2019
Сочи

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

23 - 28 марта 2020
Черноморское побережье

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

25 - 30 мая 2020
Черноморское побережье

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

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР | ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА | ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ

ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

РЕКЛАМА

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

Нефтяные ладьи

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

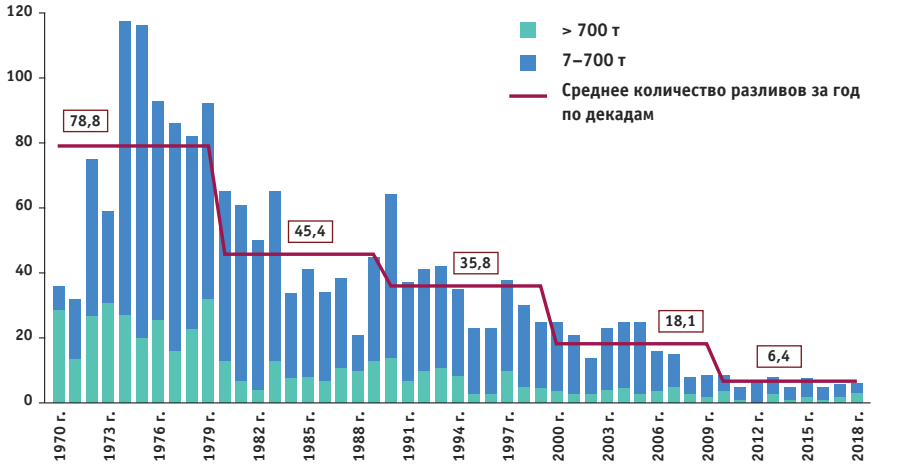
Евгений ХАРТУКОВ,
профессор Московского государственного института (университета) международных отношений МИД России (МГИМО)

Крупнейшие компании – владельцы нефтяных танкеров – обеспечивают львиную долю мировой торговли нефтью. Эти суда ежегодно перевозят сотни миллиардов баррелей.
Что же представляет собой сегодня мировой рынок танкерных перевозок? В двух предыдущих частях данной статьи была освещена история создания танкерного флота, проанализирован его возрастной состав, рассмотрена эволюция системы формирования тарифов на танкерные перевозки, дан обзор крупнейших танкеров и компаний-судовладельцев.

Экологический аспект

В течение почти пяти десятилетий частота разливов нефти с танкеров демонстрирует прогрессивную тенденцию к снижению. Среднее количество разливов в объёме 7 т или более теперь составляет около шести в год по сравнению с 79-ю в 1970-х. Среднегодовое значение для крупных разливов (то есть не менее 700 т) также сократилось пример-

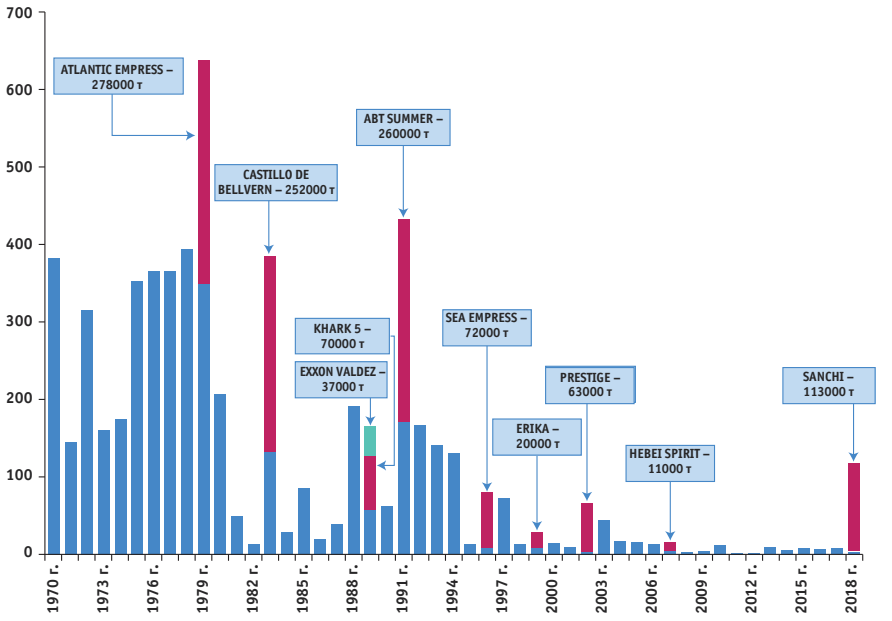
Рис. 1. Число разливов нефти в объёме не менее 7 т по декадам в период 1970–2018 гг.



Источник: ITOPF.

* Окончание. Начало в №№ 3–4 и 5–6/2019 г.

Рис. 2. Ежегодные разливы нефти с танкеров в 1970–2018 гг. (оценочные данные)



Источник: ITOPF.

но с 25 в 1970-х менее чем до двух в период с 2010 г. (см. рис. 1 и 2).

Снижение также можно наблюдать при разливах среднего размера (7–700 т). Здесь среднее число разливов в год в 1990 годах составляло 28,1, уменьшилось до 14,9 в 2000-х и 4,7 в 2010-х (не полное десятилетие).

Рассматривая частоту и количество разлитой нефти, следует отметить, что причиной высокого процента разлитой нефти являются несколько очень крупных аварий. Например, в последние десятилетия можно увидеть следующее:

- в 1990-х произошло 358 разливов по 7 т и более, в результате чего в море вылилось 1134000 т нефти; но 73% этого количества было разлито вследствие 10 инцидентов;
- в 2000-х произошёл 181 разлив по 7 т и более, в результате в море попало 196 тыс. т нефти; 75% было разлито всего за 10 аварий;
- за девять лет (2010–2018 гг.) произошло 59 разливов по 7 т и более, из-за этого в море вылилось 163 тыс. т нефти; 92% этого объёма разлито в ходе 10 инцидентов. На одну аварию приходится около 70% от количества нефти, разлитой в этом десятилетии.

Что касается объёма разлитой нефти, то цифры за конкретный год могут быть сильно искажены лишь одним крупным инцидентом. Это наглядно иллюстрируется такими авариями, как разлив 287 тыс. т нефти с танкера Atlantic Empress (1979), 252 тыс. т с Castillo de Bellver (1983), 260 тыс. т с Summer (1991) и 113 тыс. т с Sanchi (2018). Краткая информация о 20 крупнейших разливах, которые произошли со времён Torrey Canyon в 1967 г., представлена на рисунке 3.

Следует отметить, что 19 из 20 крупнейших разливов произошли до 2000 г. Инцидент с танкером Sanchi является, пожалуй, единственным крупным разливом нефти, не приведшим к серьёзному воздействию на окружающую среду. Ряд аварий, несмотря на их большой масштаб, требовали незначительных или вообще никаких усилий по защите окружающей среды, поскольку нефть разливалась на значительном расстоянии от берега и не оказывала влияния на экологию береговых линий.

Разливы с танкеров Exxon Valdez и Hefei Spirit приводятся на рис. 3. лишь для сравнения, поскольку заметно уступают по объёму пролитой в море нефти прочим инцидентам. Это касается и аварии на танкере Prestige.

В 2018 г. было зарегистрировано только три крупных (>700 т) и три средних (7–700 т) разлива нефти с танкеров. Первый крупный произошёл в начале года, когда танкер столкнулся с другим судном, что привело к пожару, взрыву и, как следствие, танкер затонул в Восточно-Китайском море. Второй инцидент связан с танкером, который затонул в Персидском заливе более чем с 1 тыс. т груза на борту. Третий крупный разлив случился в конце года, когда у побережья Китая столкнулись два танкера, что привело к разливу нефтяного груза.

Общий объём нефти, пролитой танкерами в 2018 г., составил приблизительно 116 тыс. т. Большая часть этого объёма относится к инциденту с танкером Sanchi, произошедшему в Восточно-Китайском море. Показатель прошлого года оказался самым большим за последние 24 года.

Большинство существующих судовых двигателей танкеров и другого оборудования, работающего на топливе, были специально разработаны для сжигания мазута или морского дизельного топлива

Рис. 3. Двадцать крупнейших разливов нефти с 1967 г.

Источник: ITOPF.

(MDO). Оба вида горючего являются довольно сернистыми. Дорогостоящие модификации могут быть необходимы для двигателей и оборудования при использовании альтернативных видов топлива.

Основным международным регулирующим механизмом для контроля выбросов с судов является Приложение 4 к Правилам Международной морской организации (ИМО) по предотвращению загрязнения воздуха с судов (МАРПОЛ), вступившее в силу в конце сентября 2003 г.

Этот регулирующий документ запрещает применение с 1 января 2015 г. судового топлива с содержанием серы более 0,1% в так называемых зонах контроля выбросов (ECA). А с 1 января 2020 г. запрещается использование топлива с содержанием серы свыше 0,5% во всём мире. Как определено в Правиле 2.9 Приложения VI, меры контроля выбросов SOx применяются ко всему топливу, используемому в оборудовании и устройствах для сжигания на борту, если не установлена система очистки выхлопных газов (а это весьма дорогостоящее оборудование). В качестве альтернативы суда могут использовать морской газойль с низким содержанием серы или мазут с содержанием серы до 0,1%, специально разработанные для применения в ECA.

Рис. 4. Существующие зоны контроля выбросов серы (ECA) по состоянию на 1 января 2019 г.

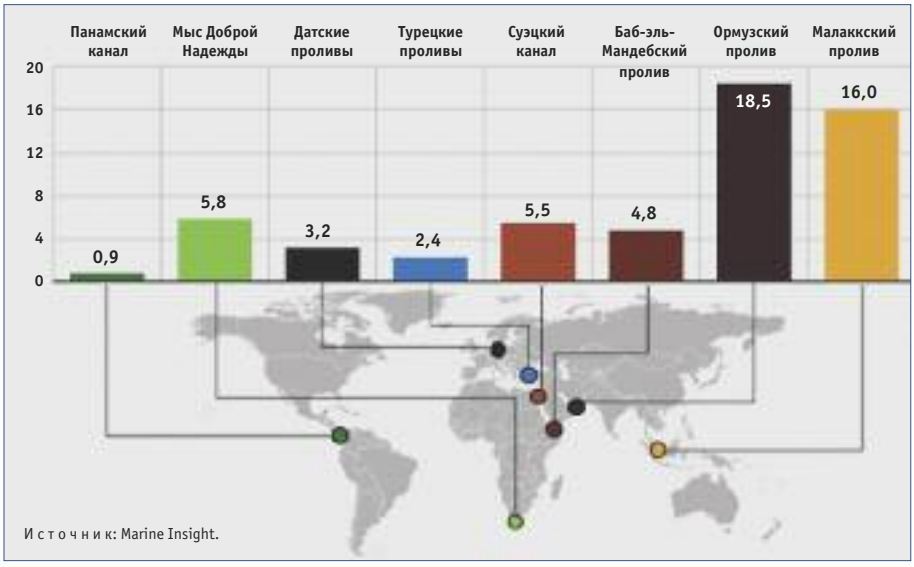
Источник: Alfa Laval.

В настоящее время существует четыре ECA: Балтийское море, Северное море, Северо-Американская ECA, включающая большую часть побережья США и Канады, и ECA США и Карибского бассейна (см. рис. 4).

Безопасность плавания

В 1992 г. в Международную конвенцию МАРПОЛ (см. выше) были внесены поправки, в соответствии с которыми танкеры дедвейтом 5 тыс. т и более, заказанные после 6 июля 1993 г., должны были иметь двойные корпуса (DH) или альтернативный дизайн, одобренный ИМО (Правило 13F Приложения I к МАРПОЛ 73/78). Другими словами, вводились

Рис. 5. Основные «болевые точки» морской перевозки нефти (с объёмом транспортировки в 2016 г., млн барр./сут)



Источник: Marine Insight.

требования обязательных двойных корпусов или двойных днищ (DB) для танкеров. Это требование сначала применялось к новым судам, но затем, в 1995 г., было распространено на все эксплуатируемые танкеры.

Катастрофический разлив нефти с танкера Exxon Valdez в заливе Аляски в 1989 г. вынудил правительство США сделать обязательными двойные корпуса для всех новых танкеров, прибывающих в порты США. Во многом из-за протестов общественности после катастрофы Exxon Valdez Соединённые Штаты приняли Закон о загрязнении нефтью 1990 г. (OPA 90), чтобы уменьшить число разливов и ограничить их возможные негативные последствия. Закон устанавливал жёсткие стандарты строительства судов, перевозящих нефть наливом, а также полностью исключал использование танкеров с одним корпусом (SH), имеющих чистый дедвейт более 5 тыс. т (5513 т полного дедвейта) (то есть требовалось, чтобы танкеры, работающие в водах США, имели двойные корпуса).

После того как в декабре 1999 г. у побережья западной Франции разломился надвое танкер Erika, гружённый 30 тыс. т нефтепродуктов, ИМО предложила ускорить отказ от судов с одним корпусом. Инцидент с танкером Prestige в ноябре 2002 г. (77 тыс. т мазута ушло тогда в океан) привёл к дальнейшим призывам о внесении поправок в график поэтапного отказа от танкеров с SH.

Кроме того, некоторые маршруты объективно очень важны и опасны для нефтяных танкеров из-за их геополитического значения и узости проливов (см. рис. 5).

Танкерный флот России

Суммарное водоизмещение российских танкеров составляет скромные 17 млн двт, то есть всего порядка 2,5% мирового нефтетанкерного дедвейта. При этом в составе российских флотов почти нет крупнотоннажных танкеров. Водоизмещение крупнейшего отечественного танкера «Михаил Ульянов», с помпой спущенного на воду с Санкт-Петербургских «Адмиралтейских верфей» в феврале 2019 г., составляет лишь 70 тыс. двт. Правда, ещё в 1970-е на Керченском судостроительном заводе «Залив» было построено шесть супертанкеров, предназначенных для морских перевозок нефти и нефтепродуктов с дедвейтом более 150 тыс. т каждый. Но только танкер «Крым», проданный во Вьетнам в 1989 г., действует и поныне.

Более того, российские судостроительные заводы не обладают технологиями постройки супертанкеров. Мы вынуждены заказывать их за рубежом. В своё время, лет восемь назад, «ЛУКОЙЛ» был единственной нефтяной компанией России, осуществляющей в рамках Программы возрождения российского флота строительство собственных крупнотоннажных танкеров. Компания располагала тремя танкерами усиленного ледового класса – «Пермь», «Волгоград» и «Санкт-Петербург». Однако эти суда также были построены на иностранной верфи, принадлежащей германской корпорации MTW.

Российский торговый флот в целом находится сегодня в состоянии упадка и перевозит приблизительно 1,5% всего внешнеторгового оборота страны в отличие от 65–70% во времена СССР, когда он обеспечивал ежегодные поступления в бюджет в сумме свыше 2 млрд долларов. «Глухо, как в танкере…» К такому неутешительному выводу приходят аналитики нефтяного сектора, оценивая нынешнее состояние танкерного флота России.

Девятого января 2008 г. танкер класса Suezmax «Приско Алькор», самый большой из когда-либо построенных для российской компании, приступил к работе на Балтике. Встав под погрузку в порту Приморск (Ленинградская область), судно дедвейтом 166 тыс. т, принадлежащее компании PRISCO (Приморское морское пароходство), взяло на борт первую партию нефти.

Танкер «Приско Алькор» стал первым судном класса Suezmax, который принял на борт максимальную для танкеров это-

го типа партию груза. До того времени нефть с терминала Приморск экспортировалась судами такого класса партиями меньшего размера без использования полной грузовместимости. Это было обусловлено ограничениями по осадке судов, в частности при проходе Датских проливов. «Приско Алькор» спроектирован и построен для работы на Балтике – при длине 285 м и ширине 50 м судно имеет осадку всего 15 м, благодаря чему при полной загрузке может работать в районах с ограниченными глубинами, какими являются Балтика и Датские проливы.

Танкер «Приско Алькор», предназначенный для круглогодичной транспортировки грузов в ледовых условиях, имеет двойной корпус, стальной винт и может безопасно работать при температурах до –25 ^{0}С. Уникальный стальной винт этого судна, спроектированный и изготовленный на судоремонтном заводе «Звёздочка» (г. Северодвинск Архангельской области), – один из самых больших стальных винтов в мире, когда-либо установленных на коммерческом судне.

Современный танкер, введённый в эксплуатацию в сентябре 2007 г., построен мировым лидером судостроения – южнокорейской верфью Hyundai Heavy Industries (HHI). Он обслуживается российским экипажем.

Седьмого ноября 2013 г. состоялась церемония имянаречения первого в истории российского торгового флота танкера класса VLCC дедвейтом 320 тыс. т. Он получил название «Свет» – в честь первого российского и одного из первых в мире нефтеналивных судов дедвейтом 1700 т («Свет» был построен в 1885 г. по заказу фирмы «Братья Нобель» и использовался для транспортировки нефти и керосина на экспорт в Черноморско-Средиземноморском бассейне).

Новый танкер «Свет» строился на китайской верфи Bohai Shipbuilding Heavy Industry и является первым в серии судов этого типа, заказанных группой компаний «Совкомфлот» для транспортировки крупных партий нефти. Строительство судов подобного класса в России на данный момент невозможно.

Самыми крупными судоходными компаниями России являются «Совкомфлот» (100% акций у государства) в группе с «Новошипом» (50,3% акций у государства) и Приморское морское пароходство (ныне частная компания).

ОАО «Совкомфлот» (SCF) – крупнейшая российская судоходная компания. Она также входит в пятёрку крупнейших танкерных компаний мира. В её распоряжении имеются 136 судов общим дедвейтом 9,62 млн двт плюс 24 строящихся танкера суммарным дедвейтом около 2,09 млн двт. Компания располагает одним из самых молодых танкерных флотов в мире: его средний возраст составляет 6,3 года. Все танкеры имеют двойной корпус.

Табл. Флот крупнейших российских пароходств, ед.

Название компании	Кол-во судов		
	Сухогруз	Танкер	Прочие
Мурманское морское пароходство	9	2	
«Норильский никель»	5	1	
Северное морское пароходство	20		
Хатангский морской торговый порт	8	2	
Северное речное пароходство	6		
«Пола Райз»	6		
«Белфрахт» (Архангельск)	3		
Арктическое морское пароходство	6		
«Арктик-Консалтинг-Сервис»	4		
Камчатское морское пароходство	7		
Судоходная компания «Азия»	10		
Чукотская торговая компания	3	2	
Сахалинское морское пароходство	8		
Дальневосточное морское пароходство	19		1
Судоходная компания «Гудзон»	5		
Амурское речное пароходство	20		
«Северо-западный флот»	44		
«Трансфлот» (Санкт-Петербург)	4		
Группа «Нева»	9		
«Маршип»	3		
«В. Ф. Танкер»		39	
«Донречфлот»	4		
«Волготранс»		15	
Группа компаний «Река-Море»	3		
Компания «Доусон»	8		
Группа компаний «АнРуссТранс»	4		7
Московское речное пароходство		7	
«Прайм шиппинг»		20	
Таганрогский танкерный флот (ТТФ)		3	
Судоходная компания «Морвенна»		2	
«Атомфлот»	1		
Итого	**219**	**93**	**8**

Источник: составлено автором.

Компания «Совкомфлот» одной из первых в судоходной индустрии приняла решение начать эксплуатацию танкеров типа Aframax, специально спроектированных для работы на альтернативном топливе – сжиженном природном газе (СПГ). В 2018 г. российская судоходная компания приступила к опытной коммерческой и технической эксплуатации первых в мире крупнотоннажных нефтеналивных танкеров, использующих СПГ в качестве основного топлива. Этот ведущий оператор танкеров Aframax, в парке которого имеются 20 нефтеналивных судов данного типа, а также свыше 100 танкеров прочих типов (включая VLCC), в партнёрстве с нефтегазовыми и судостроительными компаниями инициировал перевод целого сегмента фрахтового рынка на более эффективную, «зелёную» технологию.

Строящийся новый судостроительный комплекс «Звезда» (г. Большой Камень Приморского края) в течение ближайших двух лет станет первым в РФ предприятием, ориентированным на крупнотоннажное судостроение. Он уже с 2020 г. начнёт выпускать танкеры водоизмещением до 350 тыс. т, то есть класса ULCC. Однако Россия вряд ли сможет всерьёз конкурировать с Южной Кореей в строительстве танкеров, поскольку такие суда в России до сих пор обходились, как правило, вдвое дороже, чем на южнокорейских верфях.

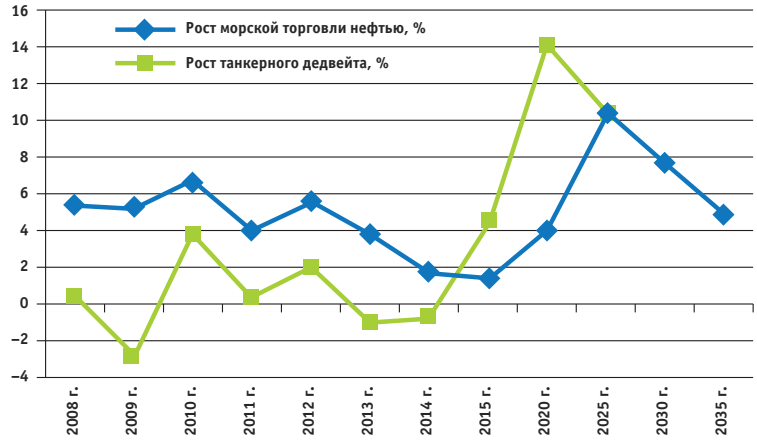
«Совкомфлот» подлежит, в соответствии с решением руководства страны, приватизации. На протяжении многих лет Российское правительство рассматривало листинг «Совкомфлота» как часть более широких планов приватиза-

компании. В Балтийском морском пароходстве, ставшем первой жертвой масштабного разворовывания уже в 1996 г., в эксплуатации было около 170 единиц морских и океанских судов различных типов, которые в настоящее время полностью отсутствуют в России. В пароходстве «Волготанкер», уничтоженном после 2003 г. в результате ликвидации компании «ЮКОС», имелось более 250 танкеров различных типов, то есть почти в четыре раза больше, чем в настоящее время во всех компаниях, владеющих российским танкерным флотом. Полагаем, что масштабы катастрофы, постигшей торговый флот России в последние 18 лет, осознать путём сравнения не так уж и сложно.

Прогнозы развития отрасли

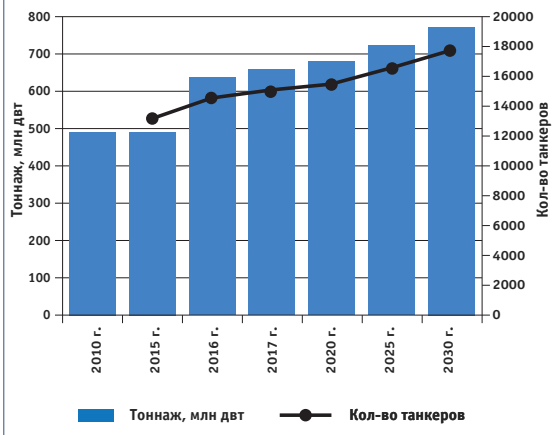
В 2017 г. базирующаяся в Брюсселе Европейская ассоциация судов и морского оборудования (SEA Europe) прогнозиро-

Рис. 6. Ежегодный рост мировой торговли нефтью и мирового танкерного тоннажа в 2008–2035 гг., %



Источник: SEA Europe.

Рис. 7. Динамика мирового нефтетанкерного рынка в 2010–2030 гг.



Источник: Clarkson Research Services.

ции, но IPO помешали различные препятствия – от колебаний на рынках до международных санкций, наложенных на РФ из-за украинского кризиса.

Министерство экономики заявило, что, продав долю «Совкомфлота», надеется привлечь 24 млрд рублей (358 млн долларов). Генеральный директор данного предприятия Сергей Франк сообщил, что в 2019 г. ожидается улучшение ситуации на рынке по оказанию услуг судоходства, так как в четвёртом квартале минувшего года появились признаки его восстановления. При этом компания ожидает подходящего момента, для того чтобы вывести свои акции на биржу.

В число клиентов «Совкомфлота» входят российские энергетические гиганты, в частности «Газпром нефть», «НОВАТЭК» и «Сахалин Энерджи», пользующиеся танкерным флотом компании.

Что касается других российских судоходных компаний, то они в совокупности владеют 219 сухогрузами и 93 танкерами (см. табл.). Для сравнения, в 1992 г. в Беломорско-Онежском речном пароходстве, которое было варварски расхищено и уничтожено в 2000-е, находились в эксплуатации около 200 единиц сухогрузных судов плавания «река-море». То есть в одном пароходстве было примерно столько, сколько сейчас в 31 судоходной

вала, что в 2015–2035 гг. потребность в строительстве новых танкеров будет ежегодно расти в среднем на 250 единиц, 27 млн двт и 7,8 млн т кгт. Этот ожидаемый рост (1,3% в год в пересчёте на дедвейт) меньше, чем динамика мировой торговли нефтью (1,8% в год), и не должен привести к переизбытку танкерного тоннажа (см. рис. 6).

Основные выводы SEA Europe в принципе воспроизводятся (конечно, с глубокомысленными поправками и дополнениями) в прогнозе рынка танкеров на 2030 г., подготовленном Clarkson Research Services в мае 2018 г. и использованном ЮНКТАД (см. рис. 7). ■

НЕФТЬ ГАЗ.ХИМ

23-я специализированная выставка

НЕФТЬ. ГАЗ ХИМ. 2019

Официальная поддержка:

- Правительство Саратовской области
- Министерство промышленности и энергетики Саратовской области

9–11 октября

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ РАЗДЕЛЫ

РЕКЛАМА

ДВОРЕЦ СПОРТА
Чернышевского, 63

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФИТ-ЭКСПО
Тел.: (8452) 227-247, 227-248
EXPO http://expo.sofit.ru

Кто диктует нефтяные цены?

Соглашение «ОПЕК+» стало фактором, способствующим ребалансировке мирового рынка углеводородов

Татьяна ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Если посмотреть на мировой рынок углеводородов в последние несколько лет, то можно заметить, что кризис, связанный с переизбытком предложения нефти и газа, затронул не только НГК, но и массу смежных отраслей. Низкие цены на «чёрное золото» и «голубое топливо» оказались невыгодными всей мировой экономике. ОПЕК была неспособна эффективно влиять на рынок, однако в рамках соглашения «ОПЕК+» удалось добиться практически невозможного, объединив под своей эгидой государства с различными интересами. И сейчас мы наблюдаем рабочий процесс становления новой структуры, эффективно регулирующей мировой рынок углеводородов.

НАША СПРАВКА

В ОПЕК входят Ирак, Иран, Саудовская Аравия, Кувейт, Катар, Объединённые Арабские Эмираты, Ливия, Алжир, Нигерия, Ангола, Венесуэла, Эквадор, Габон. Индонезия приостановила членство в организации.

Из не входящих в ОПЕК государств в сделке «ОПЕК+» участвуют Россия, Оман, Бахрейн, Республика Судан, Южный Судан, Экваториальная Гвинея, Азербайджан, Казахстан, Бруней, Малайзия и Мексика.

Предпосылки «ОПЕК+»

В середине 2016 г. стало ясно, что ОПЕК фактически распалась на два лагеря. Один из них возглавляла Саудовская Аравия, которой при появлении сланцевой нефти необходимо было сохранить свою долю на рынке, следовательно, она выступала за низкие цены на «чёрное золото». Второй лагерь, в который входят Венесуэла, Эквадор и ряд других стран, возражали против этого. Картель превращался в дискуссионный клуб, где давно уже не могли принять ни одного решения.

Постепенно, во многом благодаря Москве, к концу 2016 г. государства-члены ОПЕК впервые с 2008 г. договорились о снижении добычи нефти в целях стабилизации рынка энергоносителей и поддержания комфортных для производителей цен. Россия и ещё десять государств, не являющиеся членами ОПЕК, также присоединились к ним. Подписанные ими в декабре 2016 г. соглашения, в которых страны обязывались сократить

добычу нефти на 1,8 млн барр./сут по сравнению с взятым за точку отсчёта октябрём 2016 г., стали тем самым инструментом, который на деле смог ускорить процесс восстановления равновесия на мировом рынке нефти. Россия и Саудовская Аравия выражают уверенность, что взаимодействие в формате «ОПЕК+» будет носить долгосрочный характер.

В беседе с корреспондентом газеты Die Welt министр энергетики РФ Александр Новак подчеркнул: *«Именно президент В. В. Путин сыграл решающую роль в достижении этого соглашения* (по «ОПЕК+». – Прим. авт.), *ведь в конечном счёте его отношения с лидерами решающих государств способствовали тому, что мы согласовали наши позиции и достигли исторической договорённости»*.

Москва благодаря своему влиянию на Ближний Восток выступила в качестве посредника между заклятыми врагами – Саудовской Аравией и Ираном. Напомним: проблемной для государств-производителей стала позиция Ирана, который, ссылаясь на длительный санкционный режим, со второй половины января 2016 г. (когда были отменены санкции) стремился нарастить добычу. Исламская Республика совершенно справедливо и обоснованно заявляла, что пытается восстановить долю рынка, утерянную за годы западных санкций. Правда, Тегеран выразил готовность присоединиться к всеобщим усилиям по стабилизации нефтедобычи, но только тогда, когда уровень производства «чёрного золота» в стране достигнет досанкционных 4 млн барр./сут.

Ко всему прочему, был создан Совместный министерский мониторинговый комитет, куда входят представители Саудовской Аравии, Кувейта, Алжира, Венесуэлы, Омана и России. Данному органу предоставляет отчёты Совместный технический комитет, состоящий из делегатов стран, профильные министры которых входят в мониторинговый комитет. В заседаниях обоих комитетов принимает участие генеральный секретарь ОПЕК.

Следует отметить, что, несмотря на все очевидные плюсы соглашения «ОПЕК+», эта структура не способна справиться со всеми проблемами нефтяного рынка. Среди них – неизбежность волатильности цен, сильнейшее влияние информационного поля, растущая зависимость топливного рынка от котировок барреля и, разумеется, негласное противостояние ОПЕК и Вашингтона.

Главный противник ОПЕК

В информационном выпуске World Oil Outlook 2040 картель впервые открыто признал, что США являются самым могущественным противником и в предстоящие годы станут производить существенно больше нефти, чем это предсказывали ещё недавно. По крайней мере эта конкуренция будет продолжаться до 2025 г., когда добыча нефти у американцев вновь может сократиться, считает ОПЕК. Что же касается продления соглашения в формате «ОПЕК+», то очевиден тот факт, что оно только на руку нефтедобытчикам США (это государство не является стороной соглашения).

Добыча сланцевой нефти в Соединённых Штатах растёт быстрыми темпами. Так, в июле 2019 г. по сравнению с июнем она увеличилась на 70 тыс. барр./сут (на 0,8%) и составила 8,52 млн барр./сут (это без учёта традиционной нефти). Ранее прогнозировалось, что годовой прирост добычи сланца может достигать 1,5 млн барр./сут, что опережает темпы роста мирового потребления (1,3 млн барр./сут). Стабилизация нефтяных цен в результате действия соглашения «ОПЕК+» позволила американским компаниям увеличить темпы производства благодаря тому, что стали рентабельными месторождения с более высокой себестоимостью.

Однако прирост производства на американских сланцевых месторождениях значительно уступает объёму сокращения добычи участниками «ОПЕК+».

Многие эксперты прочили сланцевой добыче в США роль «переключателя» рынка, который в считанные месяцы отреагирует на повышение цен и лишит страны «ОПЕК+» нефтяных сверхдоходов. Однако с этой ролью американцы пока не справляются. Напротив, за последние полгода стало ясно, что «ОПЕК+» будет управлять рынком как минимум на протяжении двух-трёх лет. В чём же проблемы добычи сланцевой нефти в США?

Во-первых, из опросов сланцевых компаний выяснилось, что проблемой для них стала нехватка персонала для формирования буровых бригад. В период низких цен (2015–2016 гг.) нефтегазовые компании уволили 56 тыс. рабочих. Стабильный рост найма начался только в 2018 г., но пока взяли на работу лишь 7 тыс. человек. Люди неохотно переезжают в малозаселённый западный Техас. К тому же благодаря росту экономики США в последние годы часть работников перешли в другие секторы и боятся возвращаться в нестабильный нефтегазовый комплекс.

Во-вторых, существует проблема нехватки оборудования для ГРП. Рост производительности в сланцевой отрасли основан на увеличении длины горизонтальных стволов скважин, количества стадий ГРП и закачки в скважину песка (чтобы пробить горную породу и увеличить нефтеотдачу). Поэтому оборотной стороной прогресса в отрасли является рост спроса на песок и мощности ГРП. От заказа до получения оборудования проходит не менее шести месяцев. На покрытие только текущего спроса на оборудование Техасу требуется порядка 2 млрд долларов, однако сервисные компа-

нии пока скептически относятся к тому, чтобы наращивать инвестиции. Таким образом, на решение проблемы нехватки мощностей может уйти два – три года.

Наконец, в-третьих, из-за быстрого роста добычи в бассейне Permian нефтепроводы в Техасе близки к полному заполнению. Во втором квартале нынешнего года соотношение добычи к суммарной мощности нефтепроводов, железной дороги и местных НПЗ в бассейне Permian оценивается на уровне 94%. Нехватка транспортных мощностей привела к тому, что производители продавали нефть в апреле – июне (на входе в трубу) со скидкой 8–12 долларов.

В результате в ближайшей перспективе основным фактором для сланцевой добычи будет не динамика цен на нефть, а скорость преодоления ограничений на производственные мощности и возможности инфраструктуры в Техасе.

Выполнение пакта

Первые венские соглашения, заключённые в конце 2016 г., были направлены на сокращение объёма предложения «чёрного золота» на мировом рынке, чтобы тем самым повысить нефтяные котировки. Известный нефтяной аналитик, вице-президент компании IHS Markit Дэниел Ергин высоко оценил венские договорённости: *«Эта историческая сделка между ОПЕК и государствами, не входящими в организацию, на уме у всех. Она оказалось более успешной, чем многие могли бы подумать»*.

По данным ОПЕК, 11 членов картеля, которые участвуют в соглашении в формате «ОПЕК+», достигли целевого уровня сокращения производства ещё в марте 2017 г. Как подсчитали в Международном энергетическом агентстве (МЭА), в мае 2017 г. участники венской сделки, не входящие в картель, снизили добычу к октябрю 2016 г. на 464 тыс. барр./сут (из требуемых по соглашению 558 тыс. барр./сут), до 18,571 млн барр./сут. Таким образом, государства вне ОПЕК выполнили взятые на себя обязательства на 83% (в апреле 2017 г. на 70%).

Примечательно, что процент «выполнения плана» прежде всего повысился за счёт того, что Россия вышла на целевой уровень. К началу мая 2017-го по сравнению с октябрём прошлого года среднесуточное сокращение производства в нашей стране достигло обещанных 300 тыс. барр./сут года. В среднем с начала года российские компании снизили добычу «чёрного золота» на 278 тыс. барр./сут, до 11,319 млн барр./сут, выполнив на 93% взятые на себя обязательства в рамках соглашения «ОПЕК+».

25 мая 2017 г. в Вене состоялась вторая встреча в формате «ОПЕК+», в ходе которой было принято решение продлить на девять месяцев (начиная с 1 июля) срок действия договорённостей о снижении нефтедобычи.

Однако слишком большие ожидания рыночных аналитиков, связанные с данным соглашением, не оправдались: нефтяные цены упали ниже 50 долларов за баррель. Дело в том, что США в ответ на снижение добычи членами ОПЕК и другими участниками венской сделки стали наращивать собственное производство быстрее, чем ранее прогнозировалось. Э. Кемери из компании J.P.Morgan Asset Management отметил, что в начале 2017 г. существовала твёрдая уверенность в том, что цены начнут расти. Но уже в марте такой уверенности не было. Сильного роста спроса не наблюдалось. Огромные запасы сырья в хранилищах (участники венской сделки намеревались за пять лет довести их объём до средних значений) почти не уменьшались.

К тому же проблемы создали Ливия и Нигерия, которые были освобождены от выполнения соглашения «ОПЕК+». По данным МЭА, с октября 2016 г. производство нефти в этих двух странах выросло приблизительно на 550 тыс. барр./сут. Это почти наполовину нивелировало снижение добычи другими членами ОПЕК, несмотря на то что оно превысило оговорённые ранее объёмы и составило более 1,2 млн барр./сут. Президент компании Vitol Group И. Тейлор справедливо заметил, что наращивание производства в этих двух африканских государствах в сочетании с активным ростом добычи нефти в Соединённых Штатах способствовало сохранению избытка мирового предложения и тянуло нефтяные цены вниз. Стоит подчеркнуть, что ОПЕК не обладает законодательным механизмом, который может заставить эти страны сократить добычу. Корректировки объёмов производства – дело добровольное.

В докладе МЭА отмечалось, что в октябре 2017 г. члены ОПЕК добывали 32,53 млн барр./сут. При этом агентство указало, что по сравнению с показателем октября 2016 г. производство «чёрного золота» в картеле сократилось на 1,13 млн барр./сут. В 2017-м средний уровень выполнения условий соглашения составил 107%. При этом в январе 2017 г. они были выполнены на 87%, в декабре – на 129%, что стало самым высоким показателем за 12 месяцев. Выступая на заседании мониторингового комитета, министр энергетики Саудовской Аравии Халид аль-Фалих отметил, что из-за структурных и сезонных факторов в первой половине 2017 г. участники соглашения столкнулись с серьёзными проблемами в деле сокращения запасов «чёрного золота» в хранилищах. Однако, по его словам, в итоге из «лишних» 340 млн баррелей нефти с рынка всё же было убрано 220 млн баррелей. *«В результате мы приближаемся к сбалансированному рынку»*, – подчеркнул саудовский министр. При этом участники сделки решили продолжать сотрудничество в целях полного восстановления рынка.

30 ноября 2017 г. в Вене в ходе 173-й конференции (министерской встречи) членов ОПЕК и 3-й министерской встречи в формате «ОПЕК+» было отмечено, что процесс ребалансировки рынка идёт высокими темпами. Подчёркивалось, что запасы «чёрного золота» в хранилищах значительно снизились, но пока ещё не достигли того уровня, который бы устроил картель. В связи с этим члены ОПЕК решили продлить действие договорённостей о корректировке нефтедобычи до конца 2018 г.

В июне 2018 г. «ОПЕК+» согласовала решение уйти от перевыполнения условий соглашения, которое тогда составляло 47%, но уже в ноябре она изменила стратегию, вновь задумавшись о сокращении добычи.

В декабре 2018-го страны-участницы «ОПЕК+» договорились сократить добычу на 1,2 млн барр./сут от уровня октября 2018 г. Планировалось, что государства-члены ОПЕК снизят производство на 800 тыс. барр./сут, остальные – на 400 тыс. барр./сут. Соглашение было рассчитано на первое полугодие 2019 г. с возможностью пересмотра в апреле. Предполагалось, что каждая страна должна сократить добычу примерно на 3% от уровня октября 2018 г.

За периметром сделки остались Иран, чья добыча пострадала из-за санкций США, Венесуэла (из-за общего кризиса в стране) и Ливия (из-за конфликтной внутриполитической ситуации). Согласно оценкам МЭА, по итогам января 2019 г. страны ОПЕК выполнили условия сделки по сокращению добычи на 86%, а не входящие в картель государства – лишь на 25%. МЭА также отметило, что страны ОПЕК, включая не участвующих в соглашении Иран, Ливию и Венесуэлу, снизили производство на 930 тыс. барр./сут, до 30,83 млн барр./сут. Это значение стало минимальным почти за четыре года. При этом Саудовская Аравия, ОАЭ и Кувейт перевыполнили свои обязательства и сокра-

тили добычу даже больше отведённых квот. Среди десяти государств, не входящих в ОПЕК, но участвующих в сделке, максимальную квоту имеет Россия, в рамках договорённостей она должна снизить производство нефти на 228 тыс. барр./сут.

В июле 2019 г. страны, участвующие в соглашении «ОПЕК+», продлили договорённости о сокращении добычи на 1,2 млн барр./сут к уровню октября 2018 г. Из них на страны ОПЕК приходится 812 тыс. барр./сут. Теперь соглашение действует до конца марта 2020 г.

Согласно августовскому отчёту ОПЕК, страны-участницы картеля в июле 2019 г. добывали 29,6 млн барр./сут, что на 246 тыс. барр./сут ниже уровня июня. При этом 11 стран, участвующих в Венском соглашении, в июле снизили производство на 1,173 млн барр./сут к базовому уровню, принятому в пакте. Таким образом, в июле их совокупная суточная добыча составила 25,57 млн баррелей против 26,75 млн баррелей в октябре 2018 г. По условиям соглашения они должны были сократить добычу на 812 тыс. барр./сут. Следовательно, в июле обязательства были исполнены на 144%. Больше всех в июле добычу снизила Саудовская Аравия – на 134 тыс. барр./сут, до 9,7 млн барр./сут. Королевство уже перевыполняет свою квоту в рамках Венского соглашения в два раза, сократив добычу на 600 тыс. барр./сут вместо 322 тыс. барр./сут, как того требуют договорённости. При этом у Ирана снижение добычи, несмотря на действующие санкции США, было небольшое – на 47 тыс. барр./сут, до 2,2 млн барр./сут. Венесуэла, также находящаяся под санкциями, снизила добычу в июле на 32 тыс. барр./сут, до 742 тыс. барр./сут.

В начале июля 2019 г. страны ОПЕК и «независимые» участники соглашения подписали хартию о долгосрочном сотрудничестве. Это рамочный документ, закрепляющий формат сотрудничества «ОПЕК+». Он не предусматривает юридических обязательств стран-участниц и не является уставом новой организации. После начала подготовки в США антикартельного законопроекта, известного как «акт NOPEC», в «ОПЕК+» отказались от планов создания нового картеля на базе «ОПЕК+» со штаб-квартирой в Вене. В настоящее время речь идёт только о сотрудничестве в рамках добровольного альянса, чьи действия не преследуют регулирование цен на рынке нефти, а лишь нацелены на поддержание баланса.

По словам министра энергетики РФ А. Новака, данная хартия *«конституировала “ОПЕК+” как постоянную дискуссионную структуру, определила её формат и периодичность встреч, а также возможность при необходимости принятия решений о сокращении добычи нефти»*. Также хартия имеет ряд других важных целей, в частности расширение диалога между нефтедобывающими странами, сотрудничество в технологической сфере, обеспечение долгосрочного использования нефти в мировой экономике, а также общее развитие нефтяного рынка. Для достижения данных целей планируется проводить министерские встречи как минимум раз в год, при этом сопредседателями будут главы делегаций от страны-члена ОПЕК и от государства, не входящего в картель, на основе ежегодной ротации. Также как минимум два раза в год будут проводиться встречи технических экспертов стран-участниц хартии.

Gettyimages

Плюсы и минусы «ОПЕК+»

Как у каждого глобального экономико-политического альянса, у соглашения «ОПЕК+» есть как положительные, так и отрицательные стороны. Всем очевидно, что сейчас именно «ОПЕК+» является дееспособным центром принятия решений на мировом рынке нефти. Даже если выполнение соглашений не всегда проходит гладко, «ОПЕК+» всё равно достигает своей цели и постепенно восстанавливает баланс спроса и предложения.

Однако ряд экспертов сходятся во мнении, что на сегодняшний день не стоит преувеличивать роль «ОПЕК+» в повышении мировых цен на нефть. Ряд факторов, обусловленных политической нестабильностью, природными катаклизмами, глобальными изменениями структуры мирового энергобаланса, а также волатильностью финансовых рынков, оказывают значительное влияние на всю мировую экономику и могут кардинально изменить спрос на нефть. Доминирующим на рынке остаётся фундаментальный фактор роста потребления нефти на фоне урезанного предложения. Так, например, поддержку нефтяным ценам в настоящее время оказывают санкции США против Ирана и Венесуэлы.

Для России и других стран соглашение «ОПЕК+» может иметь позитивные последствия, если подъём котировок продолжится. Однако жёсткие обязательства по сокращению нефтедобычи неизменно приводят к потере доли на традиционных рынках и укреплению позиций США как глобального поставщика нефти. Негативный фактор для стран-участниц «ОПЕК+» – несоблюдение условий соглашения некоторыми участниками (как в случаях с Венесуэлой, Ливией, Нигерией).

Тем не менее нельзя не согласиться со словами А. Новака, который весной 2019 г. на открытии министерского заседания комитета «ОПЕК+» в Джидде заявил: *«Совместные действия* (стран ОПЕК и примкнувших к ним не членов ОПЕК. – Ред.) *продолжают оказывать положительное влияние на конъюнктуру мирового нефтяного рынка. Совершенно очевидно, что принятые нами на декабрьской встрече решения позволили избежать перекосов на рынке, значительного превышения предложения над спросом и, следовательно, существенного сокращения котировок»*. ■

Нефть Востока

Национальные компании из Азии опережают по запасам и добыче пятёрку ведущих западных нефтегазовых корпораций

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

Так уж получилось, что понятия «Восток/Азия» и «нефть» практически неотделимы. И это отнюдь не случайно – ведь в странах Азии, в первую очередь на Ближнем и Среднем Востоке, выявлены основные запасы «чёрного золота». Что же представляет собой нефть Востока?

Месторождение номер один

На территории и в акваториях Азии обнаружены крупные месторождения нефти (см. табл. 1). В частности, самое крупное из известных в мире – Гавар – с запасами 85 млрд баррелей (или свыше 11 млрд т – это, по-видимому, наиболее достоверная оценка начальных извлекаемых запасов, данная в своё время компанией-оператором) было открыто геологом американской компании Caltex на востоке Саудовской Аравии в 1948 г. Месторождение простирается с севера на юг в 100 км к юго-западу г. Дахран, что в провинции Эш-Шаркия (Восточная), и имеет размеры 275 на 25 км (30280 км^2). То есть оно расположено на площади, превышающей территорию современного Ливана (см. рис. 1).

В настоящее время на долю месторождения Гавар приходится почти 28% всех остаточных извлекаемых запасов нефти королевства (74 из 268,5 млрд баррелей на конец 2017 г.). Добыча нефти началась здесь в 1951 г. и достигла своего годового пика (почти 5,7 млн барр./сут, или 285 млн т) в 1981 г. В середине 1980-х только на российском Самотлоре добывалось сырья больше, чем на Гаваре, да и то лишь потому, что производство на саудовском месторождении ограничивалось в рамках национальных квот, вводимых странами ОПЕК с марта 1982 г.

Рис. 1. Нефтяные месторождения Саудовской Аравии

Месторождения-гиганты обычно обеспечивают львиную долю национальной нефтедобычи в развивающихся странах Востока. Так, на уникальное месторождение Эль-Гавар приходится более 60% текущей добычи нефти в Саудовской Аравии.

Кроме того, месторождение Эль-Гавар, эксплуатация которого сделала Саудовскую Аравию одной из крупнейших нефтедобывающих держав мира (наряду с современными Россией и США),

Табл. 1. Крупнейшие месторождения нефти в Азии

Страна	Название	Местоположение	Год открытия месторождения	Год начала добычи	Компания-оператор	Доказанные запасы нефти (начальные), млрд барр.
Саудовская Аравия	Аль-Гавар	130 км к юго-западу от г. Дахран, пров. Эш-Шаркия	1948	1951	Saudi Aramco	59–88
Кувейт	Большой Бурган	Группа из трёх месторождений (Бурган, Ахмади, Магва) на юге Кувейта	1938	1946	Kuwait Petroleum Corp. (KPC)	67–78
ОАЭ	Закум	Два месторождения (Верхний и Нижний Закум) в акватории Персидского залива, в 80 км северо-западнее г. Абу-Даби	1964	1973	Abu Dhabi National Oil Co. (ADNOC)	15,6
Саудовская Аравия	Абкайк	В пределах и к северо-востоку от г. Абкайк, пров. Эш-Шаркия	1940	1947	Saudi Aramco	8,8–16,6
	Абу-Сафа	Персидский залив	1963	1966		4,1
Иран	Ахваз	Близ г. Ахваз, остан Хузестан	1958		National Iranian Oil Co. (NIOC)	8,9–37
	Марун	В 150 км к северо-востоку от г. Абадан, остан Хузестан	1964	1965		10,3–46,7
	Азадеган	В 80 км юго-западнее г. Ахваз, остан Хузестан; вблизи Ирака	1999	–		9–32
	Гачсаран	Группа 12 нефтяных месторождений на юго-западе Ирана, остан Кохджилуиех и Бойер-Ахмаде, в окрестностях г. Догонбедан (Гачсаран)	1928–1990	1930	National Iranian South Oil Co. (NISOC)	10,8–23,7
	Агаджари	В 130 км от г. Абадан, остан Хузестан	1937	1944	National Iranian Oil Co. (NIOC)	9,8
Россия	Самотлор	ХМАО, Тюменская обл., вблизи г. Нижневартовск, в районе озера Самотлор	1965	1969	«Самотлорнефтегаз» («дочка» «Роснефти»)	19,7
	Приобское	ХМАО, вблизи села Селиярово	1982	1988	«Газпром нефть»	4,2–17,5
	Ванкорское	В 130 км от г. Игарка, Красноярский край	1988	2009	«Ванкорнефть» («дочка» «Роснефти»)	3,8
Ирак	Румейла	Южная часть Ирака, в 30 км к западу от г. Басра	1953	1958	South Oil Co. (Ирак)	17,8–27,6
	Западная Курна – 2	На севере пров. Румайла, в 65 км северо-западнее г. Басра	1973	2014	«ЛУКОЙЛ»	13–15
	Западная Курна – 1	В южной части Ирака, в 60 км северо-западнее г. Басра	1999	2011	ExxonMobil Iraq Ltd	8,6–10
Казахстан	Тенгиз	В 160 км к юго-востоку от г. Атырау, Атырауская обл.	1979	1991	СП «Тенгизшевройл»	5,5–8,2
	Кашаган	В 80 км от г. Атырау, в северной части Каспийского моря	2000	2013	North Caspian Operating Co. (NCOC)	≈10
КНР	Шэнли	Город. округ Дуньин, устье реки Хуанхэ, пров. Шаньдун	1961	1962	China National Offshore Oil Corp. (CNOOC)	11
	Дацин	Пров. Хэйлунцзян, между реками Сунгари и Нуньцзян	1959	1960	Daqing Oilfield. («дочка» PetroChina)	3,6
	–	Район озера Ма, СУАР	2017	–	Xinjiang Oilfield («дочка» PetroChina)	3,8

Источник: составлено автором в основном на базе http://www.nftn.ru/oilfields/asia и http://www.mining-enc.ru

является основным источником всемирно известной лёгкой аравийской нефти (Arab Light, или сокращённо AL). Именно она с 1973-го и до 1986 г. служила ценовым эталоном (или, как часто говорят, маркером) для всех опековских экспортных нефтей.

И наконец, месторождение Эль-Гавар с добычными мощностями порядка 200 млн т в год играет важную роль в функционировании Саудовской Аравии в качестве основного балансирующего поставщика нефти – как на мировой рынок, так и в рамках ОПЕК. В теории Саудовская Аравия может не только ограничить, но и полностью приостановить эксплуатацию Гавара, освободив для балансировки нефтяного рынка все его довольно существенные добычные мощности. Тем самым добавив их к уже существующим национальным избыточным мощностям нефтедобычи, оцениваемым американским агентством Bloomberg на март 2019 г. на уровне не менее 1,7 млн барр./сут (или порядка 85 млн т в год).

Перспективы Саудовской Аравии

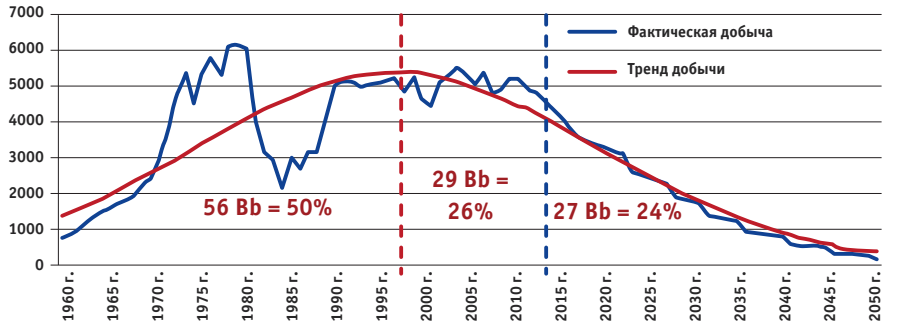
Согласно существующим оценкам, к настоящему времени месторождение Гавар выработано более чем наполовину. Впрочем, о самом месторождении известно крайне мало: технические детали и текущие показатели добычи всячески скрываются. Правда, в апреле 2019 г. – впервые почти через 40 лет после национализации (1980 г.) – государственная нефтяная компания Saudi Aramco, являющаяся оператором на Гаваре, опубликовала довольно скудные данные о себе в связи с выходом на международные рынки капиталов. В частности, согласно опубликованным данным, в 2018 г. Saudi Aramco уплатила в саудовский бюджет ни много ни мало 58,2 млрд долларов в качестве дивидендов (и это при годовом бюджете королевства – менее 261 млрд долларов – и бюджетном дефиците страны,

Табл. 2. Крупнейшие нефтедобывающие компании Азии

Страна	Название компании	Год создания компании	Логотип	Госконтроль (на 1.1.2019 г., %)	Рыночная капитализация, млрд долл. (на 15.03. 2019 г.)	Контролируемые доказанные запасы нефти*, млрд барр.	Добыча нефти в 2018 г. **, млн барр./ сут
Саудовская Аравия	Saudi Aramco***	1933		100	6,71 (4)	268,5	11,6
Россия	«Роснефть» [4*]	1993		75,16	72,2	26	3,5
	«Сургутнефтегаз»	1993		2,8	13,4 (на 17.05. 2019 г.)	6,7	1,2
Казахстан	«КазМунайГаз» (КМГ) [5*]	2002		100	20,6	30,0 (на 17.05.2019 г.)	0,47
КНР	China National Petroleum Corp. (CNPC) [5*]	1988		100	–	25,7*	1,9
	China Petrochemical Corp. (Sinopec) [3*]	1998		71,84	83,9	2,85 (на к. 2011 г. [6*])	4,88
	China National Offshore Oil Corp. Limited (CNOOC Ltd) ***	1999		100	83,9	4,96 (нефть + газ, млрд бнэ) [6*]	0,706
	PetroChina Co. [5*]	1999		100	198,7	10,8 6*	2,4 [6*]
Иран	National Iranian Oil Co. (NIOC) [5*]	1948/ 1951		100	4,929 [4*]	157,2	4,0
Кувейт	Kuwait Petroleum Corp. (KPC) [5*]	1980		100	2,576 [4*]	96,8 [6*]	2,5 [6*]
Сирия	Syrian Petroleum Co. (SPC) [5*]	1974		100	…	2,5	0,25
Катар	Qatar Petroleum (QP) [5*]	1974		100	1,996 [4*]	25,24	0,26 [7*]
Оман	Petroleum Development Oman (PDO) [5*]	1937/ 1967		60	…	5,373*	0,61
Индия	Oil and Natural Gas Corp. (ONGC) [5*]	1956		74,14	29,6	4,5	0,373
Индонезия	Pertamina ***	1968		100	…	3,23 (1)	…
Малайзия	Petroliam Nasional Berhad (Petronas) [5*]	1974		100	5,83 (на 17.06.2019 г.)	3,6 *	1,0 [6*]
Таиланд	PTT Exploration and Production Public Co. (PTTEP) ***	1985		35,22 [8*]	16,5 (на 15.07.2018 г.)	0,158 [6*]	…
ОАЭ	Emirates National Oil Co. (ENOC) [5*]	1993		100	…	97,8*	…
Абу-Даби (ОАЭ)	ADNOC [5*]	1971		100	2,864 [4*]	98,2	2,8

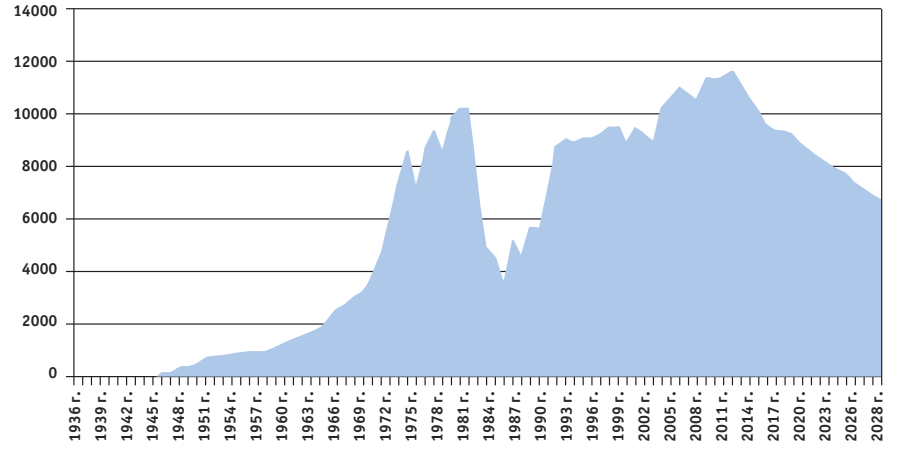
* По состоянию на 1.01.2018 г. в пределах национальных границ; только в Азии.
** Только в Азии.
*** Национальная нефтяная компания де-факто.
[4*] Возможная капитализация на конец 2010 г., по оценке газеты Financial Times, в случае если бы акции компании торговались на бирже.
[5*] Национальная нефтяная компания де-юре.
[6*] В целом по миру (включая зарубежные проекты компании).
[7*] Добыча нефти (исключая газоконденсат) компанией-оператором.
[8*] По состоянию на 12.10.2018 г.
И с т о ч н и к: составлено автором на базе различных первоисточников, главным образом: https://www.cia.gov/LIBRARY/publications/the-world-factbook/fields/264; Хартуков Е. Трудно быть первым // Нефть России. 2017. № 9. Сентябрь. С. 26–31; http://www.ogfj.com/articles/print/volume-9/issue-3/features/oil-and-gas-company-valuation

Рис. 2. Динамика добычи нефти и газоконденсата на месторождении Гавар в 1960–2055 гг., тыс. барр./сут



Источник: https://www.youtube.com/watch?v=KjeKkQ2EqCA

Рис. 3. Добыча нефти и газоконденсата в Саудовской Аравии в 1936–2028 гг., тыс. барр./сут



Источник: Peakoil.

оцениваемом в 52 млрд долларов!). Кроме того, стало известно, что Гавар способен теперь производить не более 3,8 млн барр./сут (а не 5 млн барр./сут, как было прежде принято считать на Западе). Добыча нефти на Гаваре крайне неустойчивая, но с 2005 г. здесь наблюдается явная тенденция к снижению производства (см. рис. 2).

Месторождение Гавар не только существенно истощено, но и сильно обводнено. Хотя точных данных нет, по оценкам, его нынешняя обводнённость может достигать 80–90%. Но большинство западных специалистов склоняется к «вилке»» в 30–50%. При таком уровне обводнённости уменьшение выхода нефти обычно достигает 50–80%. А естественное годовое сокращение добычи на Гаваре в последние годы равняется в среднем 8%. В результате уже к концу 2020-х производство сырья на этом гиганте должно упасть, по оценке канадской консалтинговой фирмы PeakOil, до 1,7 млн барр./сут, а в целом по Королевству – менее чем до 7 млн барр./сут (см. рис. 3).

Да и вообще, будущее снижение нефтедобычи в Саудовской Аравии, ведущей мировой нефтяной супердержаве, превратилось в настоящую мировую притчу во языцех. При этом большинство аналитиков на Западе полагают, что, несмотря на осуществляемые Королевством значительные инвестиции в нефтедобычу, к 2040 г. производство нефти в стране сократится примерно вдвое – более чем с 10 млн барр./сут сейчас до 5–6 млн барр./сут (или 250–300 млн т в год).

Азиатские гиганты

Наиболее крупными нефтедобывающими компаниями Азиатского региона являются сегодня саудовская Saudi Aramco, российская «Роснефть», китайская Sinopec и иранская NIOC, многие из которых выступают в роли фактически национальных нефтяных компаний (ННК) (см. табл. 2).

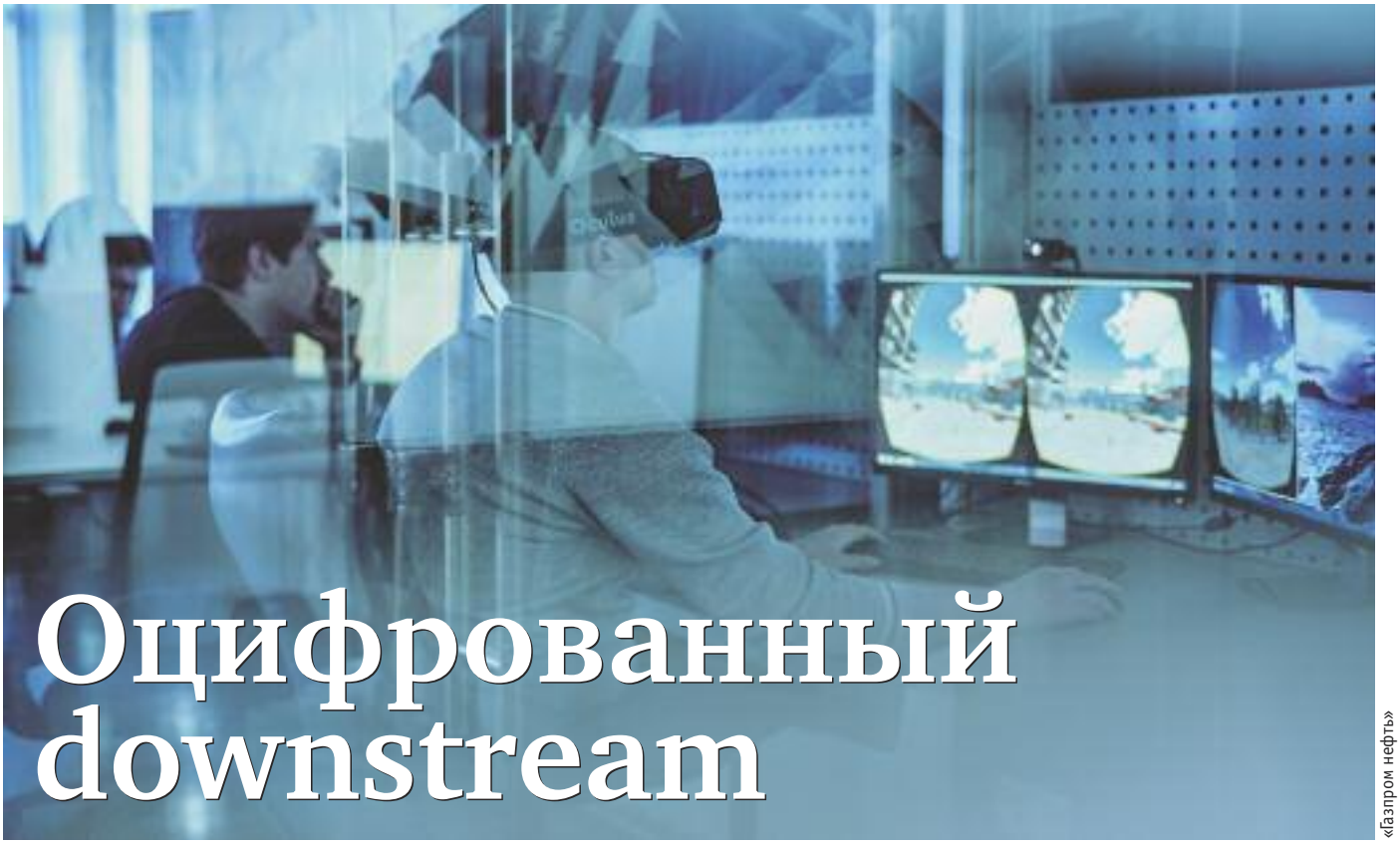
Нередко считают, что самыми крупными – по капитализации, по контролируемым запасам и добыче УВ – являются ведущие западные нефтегазовые корпорации (ExxonMobil, Royal Dutch Shell, BP и т. п.), то есть так называемые компании «большой нефти». Однако это не совсем так – крупнейшими по всем этим критериям являются ННК азиатских стран.

Так, на конец марта 2019 г. на Нью-Йоркской фондовой бирже суммарная рыночная капитализация пяти ведущих компаний «большой нефти» (ExxonMobil, Royal Dutch Shell, BP, Total и Chevron) составляла немногим более 1066 млн долларов. При этом рыночная стоимость ведущей западной нефтегазовой корпорации ExxonMobil равнялась 312,7 млн долларов.

В свою очередь, возможная капитализация (если бы акции компаний продавались и покупались на фондовых биржах) пяти крупнейших азиатских ННК стран ОПЕК ещё в конце 2010 г. суммарно оценивалась в 19,08 трлн долларов (включая Saudi Aramco – 6,71 трлн).

На конец 2018 г. компании ведущей западной «нефтяной пятёрки» контролировали немногим более 38,7 млрд баррелей доказанных запасов нефти и газоконденсата, а первая «пятёрка» азиатских ННК стран ОПЕК – более 645,9 млрд баррелей. Да это и понятно, ведь речь идёт о компаниях, которые, будучи национальными, олицетворяют право народа страны на все нефтяные ресурсы нации. И наконец, в прошлом году «западная пятёрка» добывала чуть более 7,8 млн барр./сут жидких углеводородов (7,8% мирового производства), тогда как азиатская, по оценкам, – почти 21,2 млн барр./сут (21,1%). При этом одна только Saudi Aramco – 11,6 млн барр./сут.

Также важно подчеркнуть, что в связи с прокладкой нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан и началом масштабных поставок российской нефти в КНР экспорт России всё больше ориентируется на рынки Азии. Если до недавнего времени нефтяной экспорт РФ в страны дальнего зарубежья шёл исключительно в Европу, то в первом квартале 2019 г. уже почти 30% (или свыше 17,7 млн из немногим более 61 млн т) было направлено на рынки стран Востока. Кроме того, китайские и индийские компании, активно участвующие в освоении нефтегазовых ресурсов Сибири и российской Арктики, заполнили нишу, образовавшуюся в результате введения антироссийских санкций и ухода с нефтяного рынка России большинства американских и западноевропейских нефтегазовых корпораций. ■



Оцифрованный downstream

«Газпром нефть»

Современные технологии повышают эффективность цепочки создания стоимости – от нефтеперерабатывающего завода до АЗС

Мария КУТУЗОВА

Нефтегазовая промышленность делает первые шаги навстречу цифровому будущему. Сегодня все нефтяные корпорации мира работают над цифровой трансформацией своих бизнес-процессов. Но какие решения на пути к тотальной диджитализации в далёкой перспективе уже сегодня могут принести нефтяникам ощутимую выгоду? А каким потребуется длительное время для внедрения и получения финансовой отдачи?

В современных условиях, когда отраслевые игроки стремятся жёстко контролировать капитальные расходы, а в случае с Россией негативное влияние оказывают санкционные ограничения, зарубежные и отечественные нефтяные компании делают ставку на максимально выгодные цифровые решения в области нефтепереработки и ритейла.

Оптимальная оцифровка

Цифровая трансформация нефтяной промышленности предполагает кардинальные изменения бизнес-моделей и процессов российских компаний на основе новых технологических возможностей. Трансформация предусматривает не только цифровизацию активов компании, но и изменение принципов её работы, совершенствование бизнес-культуры. Что касается сектора downstream, наиболее востребованными направлениями для внедрения цифровых решений в российской нефтеперерабатывающей отрасли стали планирование выпуска нефтепродуктов и экономия электроэнергии.

Так, «Газпром нефть» сообщила о завершении к июлю текущего года первого этапа создания цифровых инструментов интегрированного календарного планирования в рамках производства и реализации продуктов нефтепереработки. Сейчас эта первая в России цифровая отраслевая система охватывает более 60% активов цепочки формирования добавленной стоимости. Согласно планам ВИНК, к 2021 г. к этой системе будут подключены все предприятия логистики, переработки и сбыта «Газпром нефти». Цель заключается в повышении точности планирования до 97–98%, что позволит добиться уровня наилучших мировых показателей.

Созданная специалистами «Газпром нефти» цифровая система определяет оптимальные объёмы нефтепереработки: она собирает данные о потребностях рынка и анализирует их с учётом производственных возможностей нефтеперерабатывающих активов и логистических параметров.

С помощью комплексных математических моделей процессов и технологий обработки «больших данных» система контролирует и обрабатывает более 20 тыс. параметров – технологические режимы и показатели качества продуктов. Внедрение цифровой системы уже позволило более чем в 15 раз сократить время планирования. По словам заместителя генерального директора «Газпром нефти» по логистике, переработке и сбыту Анатолия Чернера, оптимальный объём нефтепереработки и наиболее эффективная корзина нефтепродуктов, которые определя-

ются внедрённой системой, исходя из потребностей рынка, логистических ограничений и возможностей всех элементов цепочки создания стоимости, влияют не только на рост операционной эффективности компании. Точность планирования и прогнозов помогает оптимизировать расход энергоресурсов, повысить безопасность и надёжность всех объектов и дополнительно сократить воздействие производства на окружающую среду.

Оператором цифровой системы интегрированного планирования является Центр управления эффективностью нефтепереработки и сбыта «Газпром нефти». Специалисты Центра контролируют все технологические этапы цепочки добавленной стоимости. Работа Центра направлена на повышение эффективности бизнеса за счёт использования современных технологий анализа данных, методов предиктивной аналитики и работы с big data с целью создания единой цифровой платформы.

Ещё одна внедряемая ВИНК система – «Нефтеконтроль – “Газпром нефть”» – обеспечивает непрерывный системный мониторинг сохранности количества и качества нефтепродуктов по цепочке – от товарных парков НПЗ до реализации конечному потребителю. После завершения проекта по её внедрению компания обеспечит приём и обработку данных более чем с 50 тыс. датчиков, гарантируя эффективность контроля количества и качества нефтепродуктов в интересах потребителя. Интеграция календарного планирования производства и реализации продуктов нефтепереработки с использованием этой системы позволит компании получать оперативные и достоверные данные. Охватывая всю производственную цепочку, система сформирует оптимальный план производства и распределения нефтепродуктов как на месяц, так и посуточно.

В феврале 2019 г. на Омском НПЗ «Газпром нефти» начал работу опытный полигон программно-технического комплекса «Цифровая подстанция». Согласно планам ВИНК, новый комплекс станет ключевым элементом в процессе перехода системы управления энергетическими объектами полностью в цифровой формат. Это существенно повысит эффективность, безопасность и надёжность энергосистемы предприятия. Данный уникальный комплекс не имеет аналогов в нефтеперерабатывающей отрасли: он включает в себя современную инфраструктуру интеллектуальных устройств защиты и управления.

Предполагается, что технологии «цифровой подстанции» смогут значительно увеличить показатели эффективности, безопасности и надёжности энергетической системы Омского НПЗ. *«Переход к цифровой энергетике – это важный этап комплексной программы модернизации нефтеперерабатывающих активов компании. Внедряя современные технологии управления и контроля на всех этапах производства, мы не можем обойти вниманием вопрос энергообеспечения, который непосредственным образом влияет на эффективность и безопасность наших предприятий»*, – считает Анатолий Чернер.

Оператором цифровой системы интегрированного планирования является Центр управления эффективностью нефтепереработки и сбыта «Газпром нефти». Специалисты Центра контролируют все технологические этапы цепочки добавленной стоимости.

Благодаря новому программно-техническому комплексу специалисты предприятия смогут в режиме реального времени тестировать устойчивость работы оборудования различных производителей в единой информационной среде. Результаты испытаний составят основу для новых проектов по строительству объектов энергообеспечения собственных НПЗ «Газпром нефти» с применением технологии «цифровой подстанции». Экономия электроэнергии в текущих условиях российского рынка нефтепродуктов (в частности, в контексте завершения налогового манёвра) является одним из важнейших факторов повышения эффективности одного из наиболее энергоёмких сегментов нефтяной промышленности.

Цифровой завод

Цифровой НПЗ – условное название для ряда технологических решений, в настоящее время внедряемых на предприятиях нефтегазового сектора. С 2017 г. компания «Цифра» совместно с «Газпром нефтью» ведёт работу по созданию первой в России цифровой платформы для управления логистикой, производством и сбытом нефтепродуктов. Проект предусматривает внедрение интеллектуальных систем контроля передвижения сырья и материалов, а также создание передовых программных комплексов для оптимизации расчётов экономического и материального баланса предприятия.

«Газпром нефть» создаёт первый в стране цифровой НПЗ. В 2018 г. в рамках Петербургского международного экономического форума Российская ВИНК подписала соглашение о реализации этого проекта с компанией «Цифра». Пилотный проект осуществляется на базе предприятий ООО «Газпромнефть – Битумные материалы». Инновационные решения, доказавшие свою эффективность в результате апробации на пилотной площадке, будут тиражированы на другие нефтеперерабатывающие и производственные активы.

До конца 2018 г. компании работали над созданием ядра IT-платформы, внедрением интеллектуальных систем контроля передвижения сырья и материалов, а также передовых программных комплексов для оптимизации расчётов экономического и материального балансов предприятия. После получения оцифрованных технологических данных разработчики перешли ко второму этапу – созданию системы «цифровых двойников» производственной инфраструктуры для контроля надёжности. Для этого выстраиваются цифровые и математические модели, которые в режиме реального времени реагируют на изменения окружающей среды по аналогии с физическим активом. Таким образом, у компании появляется принципиально новый актив – киберфизические системы.

Цель «Газпром нефти» – комплексно управлять всей цепочкой бизнес-процессов на основе поступающих в режиме реального времени данных со всех активов. Работа компании выстраивается как единый цифровой организм, где информация в одном из сегментов производственной цепочки перестраивает работу других взаимосвязанных процессов. Таким образом, повышается эффективность всей системы в целом, а не отдельных её фрагментов. В конечном итоге все цифровые проекты, находясь в тесном взаимодействии между собой, формируют «цифрового двойника» компании.

С помощью когнитивных цифровых помощников предиктивная аналитика позволяет прогнозировать определённые события на основе данных и накопленного опыта, а значит – заблаговременно предпринимать необходимые эффективные решения.

В «Газпром нефти» функционирует Центр управления эффективностью, зада-

«Газпром нефть»

чей которого является оперативный сбор точной информации со всей бизнес-цепочки нефтепереработки, логистики и сбыта. Цифровые помощники помогают обрабатывать данные мониторинга – до 90% технологических параметров. За счёт предиктивной аналитики конкретные производственные и технологические решения отрабатываются на основе анализа данных ещё до того момента, как наступит потребность их внедрения. Кроме того, «умные» системы применяются сотрудниками Центра для расчёта оптимальной загрузки НПЗ и вариантов транспортировки продукции с учётом всех факторов, влияющих на эффективность.

«Цифровой завод» является частью проекта ВИНК по созданию первой в России диджитал-платформы для управления логистикой, производством и сбытом нефтепродуктов. В этом направлении компания ведёт работу с 2017 г., привлекая к сотрудничеству лидеров отечественного рынка IT-технологий. В частности, в реализации проекта «Цифровой завод» ВИНК задействовала компанию «Цифра», которая разрабатывает продукты промышленного интернета вещей и искусственного интеллекта. Отечественная IT-компания создала собственную технологическую платформу с целью развёртывания и эксплуатации системы «цифрой советчик» для металлургии, нефтехимии, химии и уже подключила к промышленному интернету вещей самый большой парк промышленного оборудования в РФ – более 6 тыс. станков на 200 предприятиях по всей стране. По словам Игоря Богачёва, генерального директора «Цифры», совместный проект с «Газпром нефтью» открывает широкие перспективы для создания «экосистемы» на основе цифровой платформы непрерывного производства. *«Мы считаем крайне важным и перспективным разработку прикладных функциональных приложений, библиотек искусственного интеллекта для управления предприятиями, которые в дальнейшем могут быть доступны другим компаниям как в нефтегазовой отрасли, так и других областях промышленности»*, – отмечает Богачёв.

В «Газпром нефти» функционирует Центр управления эффективностью, задачей которого является оперативный сбор точной информации со всей бизнес-цепочки нефтепереработки, логистики и сбыта. Цифровые помощники помогают обрабатывать данные мониторинга – до 90% технологических параметров.

По словам Андрея Кондратьева, директора по развитию стратегии в обрабатывающей промышленности компании «Цифра», цифровизация даёт возможность намного точнее планировать производственные процессы. *«Моделирование позволяет рассчитать оптимальные показатели работы завода: сократить до необходимого минимума потребление энергии, добиться наименьшего износа оборудования и конкретных объёмов выработки продуктов. Цифровые решения в рамках проекта реализуются благодаря использованию технологий ETL, DataLake, объектного моделирования, алгоритмов машинного обучения, передовых технологий и компонентов Open Source, применению микросервисной архитектуры, а также технологических и методологических подходов. Среди реализуемых проектов можно назвать моделирование логистических ограничений на Омском и Московском НПЗ, позволяющее оптимизировать этот сегмент, сократив время отгрузки и увеличив маржу. “Умный технолог” (оптимизация процесса производства полимерно-би-*

тумного вяжущего) на Рязанском заводе битумных материалов (ГПН-РЗБМ) даст возможность сократить число обращений к главному технологу по типовым рецептурам, а также уменьшить "зазор по качеству" выпускаемой продукции», – отмечает Кондратьев.

По словам топ-менеджера, до конца 2019 г. планируется реализовать ещё ряд разработок. Такие как «Система по подбору МТР-аналогов (материально-технических ресурсов)» на предприятии «Газпромнефть-Ямал», «Интегрированное календарное планирование» на одном из НПЗ «Газпром нефти», «Торговая платформа» для предприятия «Газпромнефть Марин Бункер»; а также комплексное цифровое решение «Сквозная объектная модель» для одного из российских нефтеперерабатывающих предприятий.

«Мы в компании ожидаем, что на отдельном предприятии за счёт сокращения издержек, оптимизации процессов и уменьшения себестоимости продукции внедрение цифровых технологий в рамках действующих проектов позволит экономить до 100 млн рублей ежегодно. Однако данные технологии пока не имеют аналогов, и конкретный экономический эффект должен быть рассчитан по факту, после внедрения всего комплекса решений на конкретном предприятии. Рассчитываем, что технологии, разрабатываемые сейчас для «Газпром нефти», затем будут реализованы в рамках зарубежных проектов нашей компании. Мы оцениваем общий объём мирового рынка для разработок проекта "Цифровой НПЗ" в 33 млрд долларов. После отработки наших технологий мы претендуем на проекты общей стоимостью 833 млн долларов – целевая оценка рынка для компании "Цифра"», – рассказал Кондратьев.

Седьмого июня 2019 г. на Петербургском международном экономическом форуме «Газпром нефть» и компания «Цифра» договорились о создании совместного предприятия, которое займётся разработкой цифровых продуктов для управления производством промышленных компаний.

Ключевым направлением сотрудничества станет развитие цифровых сервисов для решения задач интегрированного планирования, операционного учёта на НПЗ, мониторинга и контроля качества продукции. Целевыми партнёрами для поставок созданных продуктов будут российские и зарубежные компании нефтегазовой и химической индустрий. Компании оценили объём мирового рынка цифровизации предприятий в сфере добычи и переработки в 36 млрд долларов.

Предполагается, что СП предложит заказчикам в России и других странах принципиально новые цифровые продукты для управления процессами нефтегазодобычи и нефтепереработки. Ставка делается на продвижение технологически инновационных продуктов с доказанным благодаря реальному опыту экономическим эффектом в виде существенной экономии ресурсов и снижения потерь.

Тотальный учёт и большие данные

По словам Дмитрия Пилипенко, заместителя генерального директора SAP CIS, в настоящее время для нефтеперерабатывающих заводов приоритетом является модернизация установок вторичной переработки, в том числе с помощью цифровых технологий. Компании ищут способы преодоления сложностей, связанных с санкциями, налоговым манёвром и колебаниями валют. *«Сегодня самый перспективный подход к управлению прибыльностью НПЗ – тотальный учёт информации о бизнес-процессах. По некоторым оценкам, это помогает добиться роста выработки до 7% и снижения капитальных затрат на 4%. Чтобы реализовать такой подход, нужны детальный онлайн-анализ множества факторов и выявление точек, где возможно сокращение затрат или где необходимы инвестиции. Модель цифрового НПЗ позволяет адаптировать предприятие к изменениям спроса, высокой ценовой конкуренции и т. д. Например, SASREF в реальном времени рассчитывает KPI НПЗ на платформе SAP S4/HANA с помощью интегрированных производственных решений ряда производителей. За счёт оперативного мониторинга ключевых показателей бизнес-процессов компания быстро реагирует на конъюнктуру рынка, на основе точных данных о планируемых объёмах производства, запасах сырья и т. д. управляет себестоимостью продукции»*, – отмечает Пилипенко.

Концепция цифрового нефтеперерабатывающего завода предполагает также постоянный мониторинг состояния каждого актива на всех стадиях производственного процесса. Это позволяет оперативно создавать производственно-экономическую аналитику и принимать на её основе управленческие решения. Кроме того, цифровой НПЗ вместе с производителями оборудования и сервисными компаниями подключён к единой информационной среде для мгновенного обмена данными, что гарантирует отсутствие аварий и простоев техники.

Например, американская компания Valero Energy следит за производством, энергопотреблением и безопасностью на 16 нефтеперерабатывающих заводах с помощью единой системы онлайн-мониторинга на базе SAP MII. Вся информация о техническом состоянии оборудования, потреблении энергии и т. д. в реальном времени доступна на портале для руководителей этих НПЗ, а на панели управления – для топ-менеджеров. Последние, по словам заместителя генерального директора SAP CIS, таким образом могут сравнить работу разных заводов и оперативно отслеживать выполнение плана переработки.

В перспективе прогнозируется большой спрос на технологии, связанные с управлением производством и жизненным циклом оборудования – безаварийными производственными процессами, а также своевременным ремонтом техники по её текущему и прогнозируемому состоянию. Тоже касается и промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

ПАО «Казаньоргсинтез» автоматизировало систему технического обслуживания и ремонта оборудования на базе решений SAP Multiresource Scheduling и SAP Work Management. Внедрение новой системы позволит повысить эффективность планирования технического обслуживания и ремонта. Ожидается, что количество внеплановых и аварийных остановок оборудования, ведущих к потерям в доходах, снизится на 15%, а расходы на ремонт сократятся на 10%.

По словам Сергея Нефедьева, начальника управления по информационным технологиям «Казаньоргсинтеза», эти системы внедрены на заводе по выпуску полиэтилена высокого давления и во вспомогательных цехах предприятия. На оборудование нанесены NFC-метки и QR-коды, с помощью которых специалисты смогут получать и вносить необходимую информацию по состоянию и операциям, произведённым с оборудованием, а также просматривать техническую документацию. На мобильных устройствах с помощью решения SAP Work Manager специалисты «Казаньоргсинтеза» планируют регистрировать неисправности, а затем передавать их в систему и фиксировать в отчётах. На базе SAP Multi Resource Scheduling организована работа по планированию мероприятий технического обслуживания и ремонта, в том числе в

долгосрочной перспективе с учётом потребностей в персонале, инструментах и вспомогательном оборудовании.

На сегодняшний день специалисты «Казаньоргсинтеза» могут отслеживать в системе задания по обходам и ремонтам, сроки устранения неисправностей, перечень вовлечённых сотрудников, их квалификацию и загруженность, а также контролировать надёжность оборудования с помощью автоматизированной системы отчётности и разработанных информационных панелей.

Для производства удобрений на «Уралхиме» специалисты компании пробуют построить предиктивную модель работы барабана грануляции, которая будет использовать машинное обучение на базе искусственного интеллекта (ИИ). Такая система-советчик, основываясь на данных о текущих показателях процесса, о сырье на входе и т.д., даст рекомендации, какие параметры и как нужно изменить. Эти рекомендации помогут технологам в нужный момент скорректировать параметры работы барабана, чтобы избежать сокращения количества готовых к продаже гранул на выходе. В перспективе искусственный интеллект сможет регулировать параметры. Технологу останется только решать нештатные ситуации, которые не могут быть обработаны ИИ.

Барабан грануляции – агрегат, который превращает органоминеральные удобрения в гранулы разных диаметров. Те, что получились нужного размера, так называемые товарные, охлаждают и упаковывают, остальные отправляют на переработку: мелкие сразу возвращаются в гранулятор, а крупные перед этим ещё дополнительно дробят. Проблема в том, что количество получившихся гранул товарного размера всё время меняется. Для компании такие колебания – недополученный объём выпуска и дополнительные затраты, что отражается на себестоимости производства и на доходах от реализации. Сейчас технологи «Уралхима» с помощью искусственного интеллекта хотят выяснить, как сочетание параметров технологического процесса влияет на размер гранул на выходе, оптимизировать их и получить стабильную выработку удобрений, которые сразу поступят в продажу.

Цифровой ритейл

Если говорить о сетях АЗС, то, несмотря на отставание нефтепродуктового ритейла по числу вовлеченных клиентов даже от отечественных авиакомпаний, цифровизация уже стала заметным конкурентным преимуществом в этой сфере. В розничном бизнесе цифровизация помогает вывести на новый уровень процессы взаимоотношений с клиентами. Сегодня с использованием современных технологий можно создать подробный профиль каждого покупателя на основе истории его покупок и данных из соцсетей. Лидеры отрасли увеличивают продажи сопутствующих товаров за счёт таргетированных маркетинговых предложений на основании персональных предпочтений клиента.

Кроме того, анализ больших данных даёт возможность обнаружить скрытые взаимосвязи покупок и увеличить за счёт этой информации средний чек. Современные технологии могут прогнозировать спрос и предложить клиенту сопутствующий товар в тот момент, когда он уже приехал на заправку и готовится оплатить бензин. *«О покупателе, который уже когда-то покупал детскую игрушку и приехал на заправку вечером, система может сделать вывод, что он едет домой к детям, и на мониторе кассы выдаст подсказку оператору – предложить покупателю соответствующий товар. Или если при каждом посещении АЗС клиент покупал кофе, а в данный момент на кассе собирается оплатить только бензин, то кассир увидит рекомендацию – предложить чашку кофе. По нашим данным, участники системы лояльности покупают больше 40% топлива, а 97% из них регулярно приобретают сопутствующие товары. Своевременный анализ данных о клиентах и их использование позволяет увеличить средний чек на 35%»*, – рассказывает заместитель генерального директора SAP CIS.

Цифровая экосистема «Газпром нефти» объединяет ведущих специалистов по нейросетям и искусственному интеллекту, цифровым платформам, блокчейн-технологиям, дополненной и виртуальной реальностям, роботизации и другим технологиям Индустрии 4.0.

В ближайшем будущем прогнозируется расширение каналов взаимодействия с клиентами: можно будет распознать покупателя по мере его приближения к автозаправке и полностью перейти к маркетинговым предложениям для каждого клиента индивидуально.

Также крупные сети автозаправочных комплексов работают над внедрением цифровых технологий для оптимизации внутренних процессов. Например, пробуют с помощью нейронных сетей выявить случаи мошенничества со стороны персонала заправки. По словам Пилипенко, в России по итогам одного из пилотных проектов детальная проверка службы безопасности подтвердила почти 90% предположений системы о нарушениях на конкретных АЗС.

По пути лидера

Один из лидеров цифровизации нефтяной промышленности России – компания «Газпром нефть» – планирует реализовать порядка 500 инициатив в области цифровизации и цифровой трансформации. ВИНК делает ставку на использование открытой модели развития диджитал-проектов, разрабатывая совместные продукты с ведущими игроками мирового технологического рынка. К настоящему времени в компании создан кластер технологических центров, которые выступают операторами разработок в области прикладных ИТ-решений. На базе центров совместно действуют разработчики «Газпром нефти» и технологические партнёры (IBM, Яндекс.Терра, Mail.Ru Group, «Цифра» и т. д.). В частности, Центр цифровых инноваций «Газпром нефти» и «Газпромнефть-Аэро» совместно с Mail.Ru Group и S7 Airlines впервые в России реализовали проект по переводу авиазаправки на технологию блокчейн.

Цифровая экосистема «Газпром нефти» объединяет ведущих специалистов по нейросетям и искусственному интеллекту, цифровым платформам, блокчейн-технологиям, дополненной и виртуальной реальностям, роботизации и другим технологиям Индустрии 4.0. Специалисты работают в разных подразделениях компании (геологоразведка, добыча, нефтепереработка и сбыт) и обеспечивают их кросс-функциональное взаимодействие. Новые технологии и методы управления позволят оптимизировать сроки реализации крупных проектов добычи нефти и газа. Если в секторе upstream приоритетом цифровой трансформации для «Газпром нефти» является сокращение в два раза периода получения первой нефти на месторождениях, быстрая коммерциализация запасов, то в downstream ставка сделана на активное развитие цифровых инструментов комплексного управления цепочкой создания стоимости продукции – от нефтеперерабатывающих заводов до объектов сбыта. ■

Умные микроконтейнеры на службе нефтяников

Инновационная технология может найти применение в сфере транспортировки и переработки сырья

Глеб СУХОРУКОВ,
профессор Лондонского Университета Королевы Марии;
Виктор ЕРОХИН,
доктор физико-математических наук;
Анатолий ЗАМРИЙ,
исполнительный директор;
Наталья ВИКТОРОВА,
старший советник
(Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза нефтегазопромышленников России)

«Умные микроконтейнеры» (УМК) стали итогом продолжительных исследований и испытаний научно-исследовательских групп под началом двух учёных российского происхождения – профессора Глеба Борисовича Сухорукова и профессора Виктора Васильевича Ерохина. Основные теоретические и практические разработки велись в Италии на базе Национального совета по науке.

Глеб СУХОРУКОВ, профессор Лондонского Университета Королевы Марии

Виктор ЕРОХИН, доктор физико-математических наук

Универсальный инструмент

«Умный микроконтейнер» (smart pill) – это нанокапсула из полимера, обладающая особой молекулярной архитектурой оболочки. Данная особенность позволяет адресно доставить капсулу и там высвободить активное вещество, действующее в заданное время или на заданном отрезке. Заполнить наноконтейнер можно практически любым веществом, время его высвобождения программируется.

Диаметр капсулы – от 50 нм до нескольких десятков мкм, толщина стенок – 4–1000 нм. До 99% массы контейнера составляет полезное содержимое. Размер, форма, свойства нанокапсулы настраиваются в зависимости от технического задания, а факторы высвобождения вещества и требования к доставке программируются. Эти факторы разнообразны – уровень кислотности (pH), температурный режим, реакция на изменение химического состава среды, свет, электрический ток, переменное магнитное поле, радиоволны, лазерное воздействие и ультразвук. Оболочку можно сделать биоразлагаемой и не нанести ущерба природе после выполнения «задания».

«Умные микроконтейнеры» применяют в медицине при лечении раковых и суставных заболеваний (артрозов). Успешные испытания под руководством передовых врачей не всегда убеждают других, более осторожных. Чтобы выяснить, каковы побочные действия, нужны длительные испытания.

«Умный микроконтейнер» (smart pill) – это нанокапсула из полимера, обладающая особой молекулярной архитектурой оболочки. Данная особенность позволяет адресно доставить капсулу и там высвободить активное вещество, действующее в заданное время или на заданном отрезке.

Сферу использования нано- и микроконтейнеров можно найти не только в медицине, но и в промышленности. Человеческий организм сложнее любого завода, а значит, при должной разработке прикладных технологий в промышленности вскоре можно добиться научно-технического прорыва даже раньше, чем в медицине.

Инновация для нефтяной отрасли

В 2016 г. был получен запрос от коллег из «Татнефти» о возможностях применения технологии наноконтейнеров в нефтегазовой промышленности, а конкретно – в трубопроводных системах. Прикладное применение научного открытия при должной поддержке государства, бизнеса и науки кажется перспективным. Применение наноконтейнеров не сразу, но постепенно заставит отказаться от привычных методов работы и оборудования, поднимет на новый уровень российскую промышленность. При этом улучшится и качество конечного продукта.

Чтобы разработать, протестировать и внедрить принципиально новую, высокотехнологичную продукцию, требуются серьёзные затраты – финансовые, про-

Табл. Список направлений применения «умных контейнеров»

Процессы	Описание	Автор предложения
Процессы, связанные со сбором ионов металлов, серы и воды	Очищение сырой нефти от ванадия, молибдена и серы в процессе хранения	«Транснефть» / МЭАЦ СНГПР
	Использование УМК для очищения дизельного топлива от железа	«Транснефть»
	Применение сверхгидрофильных контейнеров при перекачке нефти в резервуары с целью адсорбции водной фазы для снижения образования эмульсий	«Газпром нефть»
	Сбор ионов тяжёлых металлов в процессах, используемых в очистных сооружениях	ГК «Титан»
Процессы, связанные с адресной доставкой и выпуском капсулированного вещества	Устранение микропропусков в теплообменном оборудовании без остановки технологического процесса	«ЛУКОЙЛ»
	Подача моющих агентов в каталитические системы с целью устранения перепадов давления в реакторах	«ЛУКОЙЛ»
	Использование для снижения вязкости нефти путём расщепления графито-подобных стопок, а также адресного взаимодействия с асфальтенами	«Транснефть»
	Использование наноконтейнеров в процессах, требующих применения катализаторов, ингибиторов или каких-либо других компонентов на определённых стадиях процесса с учётом кинетики предыдущих процессов для многокомпонентных сложных процессов	ИНЭОС РАН/НЦ «Малотоннажная химия» / МЭАЦ СНГПР
	Реактивация катализаторов путём адресной доставки активных металлов в зону работающего катализатора	ИК СО РАН
	Управляемый выпуск инициаторов при синтезе полимеров с заданными свойствами	ИК СО РАН
	Использование наноконтейнеров в качестве маркеров и трекеров для маркировки конкретных партий нефти или различных продуктов переработки	«РИТЭК»/ «ЛУКОЙЛ»

изводственные, лабораторные, интеллектуальные. Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза нефтегазопромышленников России заинтересовался инновационной идеей и взялся за её продвижение. Так проект по разработке наноконтейнеров для нефтегазовой промышленности получил название «Умные микроконтейнеры».

На первом этапе МЭАЦ СНГПР поставил задачу наладить диалог между учёными, отраслевыми научными учреждениями, академиками, технологами нефтяных компаний, представителями заинтересованных министерств и российскими фондами.

В период с октября 2016-го по декабрь 2018 г. был инициирован ряд совещаний и встреч в нефтегазовых и нефтехимических компаниях, в академических НИИ и научно-технических центрах. По их итогам удалось нащупать направления для развития прикладных технологий. Откликнулись нефтегазовые компании, заинтересованные в высокотехнологичном производстве. Кто как ни практики и непосредственные пользователи в курсе проблем, которые могли бы помочь реализовать идею нанокапсул.

Предполагалось, что базой для исследований должны стать НИИ РАН, НИИ и научно-технические центры при компаниях, а производственные площадки для испытаний должны предоставить заинтересованные нефтяные и химические компании. Первая реакция специалистов отрасли была оптимистичной. Но в дальнейшем интерес понемногу стал угасать. Мы объясняем это бюрократическими барьерами между отделами и администрацией, подсчётом расходов на замену оборудования и нежеланием менять налаженные годами процессы. Это особенно характерно для нефтяных гигантов.

Примеры использования нанокапсул

Особняком стоит совещание, прошедшее в декабре 2018 г., в ходе которого авторами статьи были представлены выкристаллизовавшиеся в ходе обсуждений направления. Главным итогом этого совещания, да и всего первого этапа продвижения идеи применения «умных микроконтейнеров», стал список процессов в транспортировке и переработке нефти, которые могут быть усовершенствованы (см. табл.).

Практически все предложения воплощаемы (об этом свидетельствуют названия компаний и научных организаций, которые эти предложения сделали!), но мы остановимся на описании лишь некоторых их них. Поскольку, по нашему скромному мнению, именно эти процессы являются наиболее интересными. Впрочем, авторы не считают этот список исчерпывающим и по-прежнему открыты и для новых предложений со стороны заинтересованных организаций.

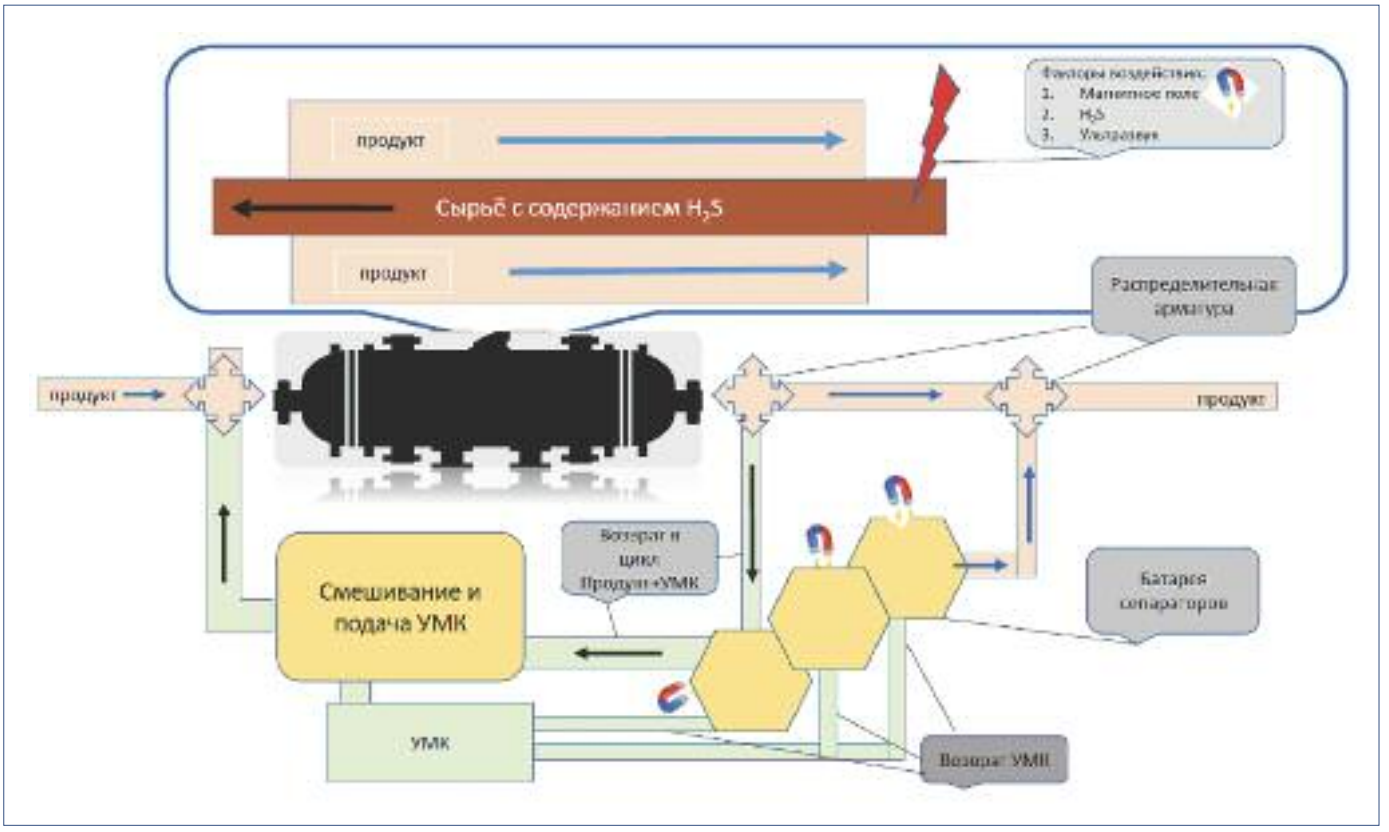
Пример 1. Использовать нанокапсулы как маркеры и трекеры можно, поместив в микроконтейнер уникальный комплекс наночастиц флуоресцентного или оптического спектра (уникальная комбинация базовых цветов). Так, при относительно небольших затратах на идентификаторы можно промаркировать любую партию нефти и продуктов переработки. Подобная технология может применяться и в добыче, и на этапе трассерных исследований сообщающихся скважин.

Пример 2. Для очистки нефти от ванадия в капсулу помещаются ферромагнитные частицы, микроадсорбенты. При перекачке сырьё всё время перемешивается, и комплексы ванадия прилипают к высвободившимся микрочастицам. На конечном участке трубы частицы металла оседают на стенке с электромагнитом, затем безопасно извлекается концентрат ванадия.

Так проходит экологичная, естественная очистка нефти и нефтепродуктов от тяжёлых металлов, дальнейшая переработка и деметаллизация становятся менее энергоёмкими и менее ресурсозатратными. К тому же этот метод получения ванадия в промышленных масштабах более чистый, нежели металлургический, который применяется в США, Канаде и Японии.

Пример 3. Описанный способ может широко применяться на любом производстве, где есть легковоспламеняющиеся материалы. Его смысл заключается в покрытии оборудования и территории завода пожаротушащим и пожароблокирующим составом. Это может быть краской с примесью нанокапсул. Микроконтейнеры при нагревании высвобождают фреон, который не даёт пожару распространиться или вовсе тушит его.

Схема обнаружения и закупорки микротрещин на трубопроводах в теплообменном оборудовании при помощи наноконтейнеров



Пример 4. Технологи ПАО «ЛУКОЙЛа» уже сформировали ТЗ и передали в работу. Их интересует возможность обнаружения и закупорки микротрещин на всём участке трубопроводов в теплообменном оборудовании при помощи наноконтейнеров. Видится следующий путь. УМК программируются тремя факторами воздействия:

• Фактор 1 обеспечивает доставку контейнеров к стенкам оборудования, имеющим микропропуски, со стороны очищенного потока, а также последующее выведение неиспользованных УМК из потока;

• Фактор 2 – взаимодействие с сероводородом – даёт возможность закрепить контейнеры в местах микропропусков на стенках оборудования после отключения Фактора 1 и смывания избыточных УМК;

• Фактор 3 обеспечивает открывание контейнера и отверждение капсулированного компонента, таким образом закупоривая микротрещины.

Надо объединить усилия

В настоящий момент данный проект находится на стадии проработки технических заданий компаниями для научно-исследовательских площадок. Глава Татарстана Рустам Минниханов одобрил проект и дал рекомендации «Татнефтехиминвест-холдингу» обсудить возможное сотрудничество. В ходе апрельского научно-технического совета обсуждался доклад МЭАЦ СНГПР о реализации проекта.

Проекту нужна поддержка на всех уровнях: федеральном, региональном, ведомственном, финансовом. Необходимо создать все условия для разработок, предоставить площадки. Прикладное использование результатов научной деятельности технологически продвинет нефтегазовую промышленность сразу на несколько лет вперёд.

В области нефтедобычи прорабатываются ТЗ с «Татнефтью» и Казанским федеральным университетом. Активно участвуют в обсуждении направлений исследований представители «Газпром нефти» и «Транснефти». Кроме того, МЭАЦ СНГПР представил доклад о проекте «Умные микроконтейнеры» Совету при Президенте России. Мы призываем остальные нефтяные компании присоединиться к разработкам и исследованиям в рамках данного проекта.

На каждое совещание, которое организует МЭАЦ СНГПР, приглашаются представители министерств и ведомств. Но, к сожалению, они пока игнорируют эту перспективную сферу развития.

Проекту нужна поддержка на всех уровнях: федеральном, региональном, ведомственном, финансовом. Необходимо создать все условия для разработок, предоставить площадки. Прикладное использование результатов научной деятельности технологически продвинет нефтегазовую промышленность сразу на несколько лет вперёд. Нельзя допустить очередной утечки идей, «мозгов», технологий и очередного сценария, когда идея появляется здесь, в России, но из-за бюрократии и бумажной волокиты реализуется уже за рубежом. Откуда мы потом и покупаем эти передовые технологии. ■

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ

XXIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

25-27 СЕНТЯБРЯ 2019

ОРГАНИЗАТОР: • ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ •

г. СУРГУТ,
СОК «ЭНЕРГЕТИК»
ул. ЭНЕРГЕТИКОВ, 47

+7 (3462) 94-34-54

SALES@YUGCONT.RU

WWW.SNGEXPO.RU

SNGEXPO

Старший из братьев Нобель

К 190-й годовщине со дня рождения Роберта Нобеля, одного из пионеров российского нефтяного дела

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

В мае этого года исполнилось 140 лет с момента создания «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» – лидера дореволюционной нефтяной промышленности России. В августе же исполнится 190 лет со дня рождения Роберта Нобеля, одного из учредителей этой компании, пионера российского нефтяного дела, незаслуженно оставшегося в тени своих знаменитых братьев Альфреда и Людвига.

На пути успехов и потерь

Роберт Нобель родился 4 августа 1829 г. в Стокгольме в семье инженера, преподавателя начертательной геометрии и машиностроения Стокгольмского технологического института Эммануила Нобеля (1801–1872). Начальную школу он окончил в Стокгольме, а после переезда отца в Санкт-Петербург получил хорошее домашнее образование.

Роберт начал свой трудовой путь на предприятии отца – «Чугунолитейном и механическом заводе Нобель и сыновья». Во время Крымской войны 1853–1856 гг. завод поставлял артиллерийское вооружение и подводные мины, которые впервые в военно-морской истории были успешно использованы на подступах к Кронштадту и Санкт-Петербургу и закрыли доступ англо-французской эскадре в Финский залив. В 1856 г. Роберт Нобель занимал должность помощника управляющего заводом.

В 1857 г. начал самостоятельную предпринимательскую деятельность, став одним из учредителей акционерного общества «Северное пароходство». Он занимал должность директора-распорядителя. В тот же год был принят в петербургское купеческое сообщество как купец 1-й гильдии. В 1861 г. женился на дочери

Роберт Нобель (1829–1896)

финского коммерсанта Паулине Леннгрен и основал в Гельсингфорсе (Хельсинки) компанию «Аврора» по продаже в Великом княжестве Финляндском керосина, поставляемого из США. На первых порах дело у него шло с успехом, но вскоре обострившаяся конкуренция на местном рынке дала о себе знать.

В письме к своему брату Альфреду (1833–1896) Роберт Нобель сообщает: *«Сообразуясь с твоим мнением о моём светлом будущем, можно подумать, будто я один несу свет преданным финнам и уже должен от радости купаться в керосине. На самом деле ты заблуждаешься, дорогой брат»*. А на его запрос второму брату Людвигу (1831–1888) о возможности организации поставок российского керосина из Санкт-Петербурга в Финляндию, тот 16 февраля 1864 г. сообщил следующее: *«В глубине России начали использовать русское горное масло, которым торгует Кокорев из кавказского города Баку, однако цена слишком высока. Тем не менее есть основания полагать, что в скором времени масло это сможет конкурировать с американским. Запасов его никак не менее, чем в Америке. У нефти вообще во всех отношениях прекрасное будущее»*.

А тем временем в Швеции произошло трагическое событие, приведшее к прекращению предпринимательской деятельности Роберта Нобеля в Финляндии. 3 сентября 1864 г. в лаборатории его брата Альфреда Нобеля (1833–1896) в Хеленеборге, пригороде Стокгольма, при проведении опытов в результате взрыва нитроглицерина погиб самый младший в семье – Эмиль (1843–1864). По просьбе Альфреда Роберт переехал с семьей в Стокгольм и возглавил «Нитроглицериновую компанию» – первое в мире предприятие, производящее нитроглицерин в промышленных масштабах. Его деятельность по руководству предприятием продолжалась почти шесть лет и приносила ему только огорчения. В одном из писем своему брату Людвигу Нобелю (1831–1888) в Санкт-Петербург он отмечал: *«…мы живём на вулкане, к тому же в окружении пьяниц. Если же и удаётся отыскать трезвого работника, он оказывается круглым идиотом»*. Именно поэтому в 1870 г. Роберт охотно откликнулся на просьбу Людвига взять на себя управление его петербургским заводом, пока тот будет находиться за границей в свадебном путешествии с молодой женой. Здесь Роберт проявил себя как умелый руководитель, успешно обеспечив организацию работы на заводском стенде во время проведения Всероссийской мануфактурной выставки (май – август 1870 г.). Решением жюри завод «Людвиг Нобель»

был удостоен высшей награды» – *«права изображения на вывесках и изделиях государственного герба» за «отличное выполнение выставленных машин, за хорошую выделку ружейных частей, за снаряды и валки из охлаждённого чугуна, за обширность производства»*.

На нефтяном поприще

Летом 1873 г. по просьбе брата Людвига Роберт Нобель прибыл на Кавказе с целью закупить большую партию орехового дерева для изготовления ружейных лож для берданок Ижевского завода. Однако древесины в требуемых объёмах там не оказалось, и он, впечатлённый размахом работ на нефтепромыслах в Баку после отмены откупной системы, принял решение – заняться нефтяным делом. За 25 тыс. рублей Роберт купил небольшой нефтеперегонный завод, который собирался существенно модернизировать.

В своём письме к Людвигу Роберт пишет: *«Завод я собираюсь заложить в Баку, где с окончанием нефтяной монополии Мирзоева закипит жизнь»*. Понимая, что необходимо кардинально решить вопрос и с поставками нефти на переработку, он занялся поисками свободных участков для организации собственного нефтяного промысла.

31 октября 1875 г. Людвиг Нобель пишет в Париж своему брату Альфреду: *«Роберт вернулся в Баку из поездки на восточное побережье, обнаружив замечательные залежи нефти на острове Челекен, всего в десяти саженях от поверхности земли. Теперь у него есть запасы сырья. Посмотрим, как он наладит добычу и сбыт. От этого будут зависеть его дальнейшие успехи и счастье. Я со своей стороны сделал всё от меня зависящее, снабдив его деньгами и техническими советами. Роберт утверждает, что придумал кое-какие усовершенствования для перегонки и очистки нефти. Не берусь оценить, поскольку я не знаток в данной области. Самое главное теперь и на будущее – разумно наладить производство»*.

Через некоторое время Альфред написал письмо своему старшему брату, где выразил сомнения по поводу успеха нефтяного предприятия на Апшеронском полуострове. В ответ Роберт написал ему: *«Ты не представляешь себе, насколько это перспективное дело. Нефть – это воистину будущее всего человечества. Спрос на керосин постоянно растёт, и единственное, что его сдерживает, – это относительно высокая цена»*. В этих строчках видно пророческое понимание важной роли нефти для человечества в грядущие десятилетия.

Вид на промыслы «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» (середина 80-х гг. XIX в.)

Не покладая рук, Роберт Нобель работал над реализацией своего нефтяного проекта. В 1875 г. он стал полноправным членом бакинского купеческого сообщества в качестве купца 1-й гильдии. Летом 1876 г. известный учёный, профессор Горного института Конон Лисенко (1836–1903), командированный Русским техническим обществом на Апшеронский полуостров, посетил нефтяной промысел Роберта Нобеля. Первая буровая скважина была там заложена в апреле 1876 г. на участке № 52 в районе селения Сабунчи. Работы велись под личным руководством Роберта Нобеля. Бурение производилось вручную с использованием свободно падающего бурового инструмента системы Фабиана с промывкой скважины водой. Станок, прикреплённый к небольшой бревенчатой вышке, состоял из балансира, лебёдки и ручного насоса. Всё это требовало большого количества рабочих. Буровые работы шли в две смены по 24 человека в каждой.

Вот как профессор Конон Лисенко об этом упомянул в своей работе «Очерк современного состояния производства нефти и о применении нефти как топлива», опубликованной в журнале «Записки Русского технического общества»: *«Заслуживает особенного внимания применённый весьма удачно г-м Роб. Нобелем способ провода поисковых буровых скважин<…>преимущество его состоит в быстроте работы и возможности проводить скважины малого диаметра до сравнительно большой глубины»*.

Далее профессор Лисенко посетил нефтеперегонный завод Роберта Нобеля, где перед ним предстала картина оживлённой производственной деятельности. Он писал: *«В Баку есть несколько заводчиков, желавших поставить обработку нефти на рациональных началах. К их числу я должен отнести Роб. Нобеля, который на строящемся, но пущенном после меня в действие заводе надеется ввести полную обработку нефти, включая производство парафина из материалов его содержащих в достаточном количестве»*.

Для полной характеристики новаторской деятельности Роберта Нобеля необходимо добавить, что 27 ноября 1875 г. Департамент торговли и мануфактур Министерства финансов России выдал ему привилегию (патент) на оригинальную конструкцию *«бурового свободнопадающего инструмента с выдвижными резцами и способ удаления шлама с помощью принудительной подачи воды в скважину»*.

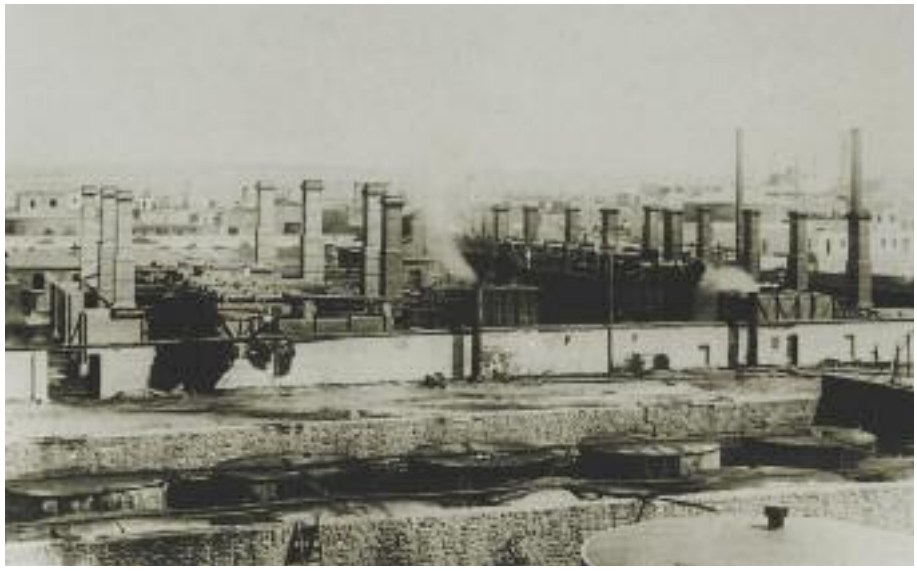
Следует отметить, что важными шагами по расширению производства на заводе Роберта Нобеля явились установка

дополнительных перегонных кубов и внедрение технологии кислотно-щелочной очистки керосина. В очередном письме своему брату Альфреду из Санкт-Петербурга Людвиг сообщил: *«Завод, наконец, закончен и начал работать. Его производительность значительна, составляя в его настоящем виде 0,5 млн пудов в год. Если увеличить вдвое количество оборудования (оборудование обходится недорого), то по окончании строительства производственных зданий мы можем удвоить эту производительность и даже учетверить её. Практически при любом повороте дел мы сможем производить 2 млн пудов керосина в год – всё упирается в транспорт и склады. Но именно здесь большая проблема. Что касается качества, то достигнуты великолепные результаты: тогда как из бакинской нефти получают обычно только 30% тяжёлого и низкокачественного керосина, мы способны производить из той же нефти 40% лёгкого керосина соответствующего лучшим американским образцам. Мы сможем выйти на рынок с продуктом, который обеспечит нашей фирме блестящую репутацию»*.

По достоинству оценив результаты первого этапа деятельности своего старшего брата, Людвиг Нобель прозорливо решил вывести дело на новый качественный уровень. В 1876 г. по результатам первой поездки на Апшеронский полуостров он, опираясь на советы Роберта, подготовил аналитическую записку «Взгляд на бакинскую нефтяную промышленность и её будущность» и представил её на рассмотрение российскому деловому и инженерному сообществу. По существу, этот документ содержал комплексную программу коренных преобразований отечественного нефтяного дела. Его основные положения обосновывали:

- отказ от транспортировки нефти гужевым транспортом (арбами в бурдюках) и строительство нефтепроводов от промыслов до нефтеперегонных заводов;
- сооружение железных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов;
- более широкое использование нефтяных остатков (мазута) для отопления и газового производства;
- коренное улучшение качества керосина;
- внедрение наливной перевозки нефти в вагонах-цистернах, речных и морских судах;
- создание разветвлённой структуры для хранения и сбыта нефтепродуктов в России.

Поскольку эта программа была воспринята большинством российских нефтепромышленников с изрядным скептицизмом и излишней осторожностью, братья Нобель приняли решение реализовать её самостоятельно. Осенью 1878 г. на Апшеронском полуострове фирма «Бари, Сытенко и К⁰» построила для Нобелей первый в России нефтепровод длиной 8,5 версты с диаметром трубы 3 дюйма и пропускной способностью 80 тыс. пудов нефти в сутки. И если до конца 1878 г. по этому трубопроводу было прокачано только 841 тыс. 150 пудов нефти, то уже за 1879 г. – 5 млн 583 тыс. пудов. Это позволило фирме братьев Нобель в 1879 г. вывезти из Баку 551 тыс. 428 пудов керосина против 6 тыс. 248 пудов в 1878 г.



Вид на нефтеперегонный завод «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» (начало 80-х гг. XIX в.)

Ещё одной важной инновацией братьев Нобель стало внедрение наливной перевозки нефти. Первый в мире танкер, построенный в 1877 г. в Швеции на судостроительном заводе Мотала по проекту и чертежам Людвига Нобеля, был назван «Зороастр» и ходил под российским флагом. Судно имело стальной корпус длиной 184 фута, шириною 27 футов и глубиною 9 футов. Керосин заливался в восемь цилиндрических металлических ёмкостей, вмещающих 15 тыс. пудов. Мощность судовой машины составляла 290 л. с., что обеспечивало скорость 10 узлов. Благодаря наливной перевозке пуд керосина обходился потребителям значительно дешевле. Если в 1877 г. в Царицыне он стоил в среднем 1 р. 85 коп., то в 1878 г. – 1 р. 15 коп., в 1879 г. уже – 75 копеек. Наливной способ перевозки позволил в достаточно короткое время обеспечить потребности центральных районов России в керосине и нефти.

С 1877 г. было продолжено техническое перевооружение нефтеперегонного завода братьев Нобель. Были впервые установлены паровые насосы для накачки нефти и мазута в напорные баки, питающие перегонные кубы, куда ввели охлаждение горячего мазута посредством системы циркуляции холодного мазута. Уже это позволило поднять число перегонок до 6–10 в сутки. В 1878 г. на заводе смонтирован большой мазутный холодильник трубчатого типа, размещённый в резервуаре ёмкостью 20 тыс. пудов, прозванный рабочими «Иван Великий». Для хранения нефтепродуктов построили железные резервуары большого объёма. Утечка керосина из них оказалась крайне незначительной, составляя в среднем от 0,3 до 0,5%.

У «КОЛЫБЕЛИ» ЛИДЕРА НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Дальнейшие пункты своей обширной инновационной программы братья Нобель стали осуществлять уже на новой организационно-финансовой основе. 18 мая 1879 г. Императором Александром II был утверждён устав «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель». В преамбуле указа сказано: *«Государь Император, по положению Комитета Министров, Высочайше соизволил разрешить Людвигу Эммануиловичу Нобелю в С.-Петербурге, Роберту Эммануиловичу*

Нобелю в Баку, Альфреду Эммануиловичу Нобелю в Париже и гвардии полковнику Петру Александровичу Бильдерлингу учредить Товарищество на паях под наименованием “Товарищество нефтяного производства братьев Нобель” на основании Устава, удостоенного Высочайшего рассмотрения и утверждения в 18-й день мая 1879 г.».

Первый параграф документа определял основную цель создания компании: *«Для содержания и распространения действий перегонного завода, находящегося в г. Баку <…> а также для разработки и добывания нефти в других местах Империи». Основной капитал Товарищ*ества составил 3 млн рублей, разделённых на шестьсот паёв номиналом по 5 тыс. рублей каждый. По уставу паи являлись именными, и при последующей продаже преимущественное право на их приобретение получали первоначальные владельцы. При желании продать паи их владелец обязан был уведомить Правление, которое далее действовало следующим образом: *«Если по объявлении о том прочим владельцам паёв никто из них в течение месяца не приобретёт предлагаемые к продаже паи по цене, определяемой действительной стоимостью имущества товарищества по последнему балансу, или же по цене, назначаемой по взаимному соглашению, то владелец паёв может затем распорядиться продажей паёв в сторонние руки по своему усмотрению».*

Начальный основной капитал «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» составил 3 млн рублей. Его распределение было следующим: Людвиг Нобель – 1,61 млн рублей, Альфред Нобель – 115 тыс., Роберт Нобель – 100 тыс., Пётр Бильдерлинг – 930 тыс., Александр Бильдерлинг – 50 тыс., Иван Забельский – 135 тыс., Фриц Блумберг – 25 тыс., Михаил Белямин – 25 тыс., А. Сандрен – 5 тыс., Бенно Вандерлих – 5 тыс. рублей.

С 1879 г. начался принципиально новый этап в истории «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель». На основе вертикально интегрированной структуры была поставлена основная задача – достичь лидирующих позиций в российском нефтяном деле и превратить Товарищество в многопрофильное предприятие, распространяющее свою деятельность от нефтяной скважины до сбыта конечной продукции потребителю.

Первое общее собрание пайщиков, прошедшее в Санкт-Петербурге в начале лета 1879 г., избрало правление, в состав которого вошли: директор-распорядитель Людвиг Нобель и два директора – Роберт Нобель и Пётр Бильдерлинг. Кандидатами в члены Правления были избраны Иван Забельский и Михаил Белямин.

Плакетка с профилями учредителей «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель», выпущенная в 1906 г. в связи с добычей компанией первого миллиарда пудов нефти

Казалось, что теперь для Роберта Нобеля открылись новые возможности. Однако судьбой ему был отпущен только один год в составе руководства компании. Осенью 1880 г. он тяжело заболел и по настоянию врачей покинул Апшеронский полуостров для продолжительного лечения на родине. Им была куплена усадьба на берегу залива Бровикен к югу от Стокгольма, где он прожил 16 лет, постоянно наблюдая за успехами своего брата Людвига, а затем и его сына Эммануила (1859–1932). В честь заслуг Роберта Нобеля решением правления «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» в 1891 г. его именем был назван один из лучших морских паровых танкеров нобелевского флота, рассчитанный на перевозку 80 тыс. пудов керосина. Роберт Нобель скончался 7 августа 1896 г. и был похоронен на семейном участке кладбища Norra Begravningsplatsen в северной части Стокгольма.

Пай «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» с подписью Роберта Нобеля

В начале сентября 2018 г. один из потомков русской ветви нобелевской династии Андрес Тюден приехал в Москву. Его прапрабабушкой была врач Марта Нобель (1881–1973), известная в Российской империи как общественный деятель и благотворитель. Андрес Тюден посетил музей ПАО «ЛУКОЙЛ» и был искренне восхищён осмотром специальной музейной экспозиции, посвящённой многолетней и плодотворной деятельности «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» в России. Он выразил слова искренней благодарности россиянам за бережное сохранение памяти о своих предках, которые были одними из пионеров российского нефтяного дела. ■

RAO/CIS OFFSHORE 2019

14-я Международная выставка и конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ

1-4 ОКТЯБРЯ 2019 • САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

WWW.RAO-OFFSHORE.RU

КОНФЕРЕНЦИЯ

ТЕМАТИКА КРУГЛЫХ СТОЛОВ

- Перспективы освоения УВ-ресурсов Российской Арктики и континентального шельфа
- Россия на мировом рынке СПГ
- Морская транспортировка арктических нефти и газа
- Флот для освоения нефтегазовых месторождений побережья и шельфа морей Арктики
- Энергетическое обеспечение добычи углеводородов на континентальном шельфе
- Экологическая и промышленная безопасность при освоении УВ-ресурсов в Арктике и континентальном шельфе
- Нормативно-правовая база для освоения нефтегазовых ресурсов Арктики и континентального шельфа Российской Федерации

ВЫСТАВОЧНАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ геология, эксплуатация морских нефтегазовых месторождений, подводные работы и подводные трубопроводы, суда и морские сооружения, промышленно-экологическая безопасность, системы связи и навигации, инжиниринговые и сервисные услуги.

КОНКУРС научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа, при поддержке Минэнерго России.

МОЛОДЕЖНЫЙ ФОРУМ

БИРЖА ДЕЛОВЫХ КОНТАКТОВ

ВЕДУЩИЕ КОМПАНИИ ОТРАСЛИ УЖЕ ВКЛЮЧИЛИ RAO/CIS OFFSHORE В СВОЙ КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ

ПРИСОЕДИНЯЙТЕСЬ!

По всем вопросам участия в RAO/CIS Offshore 2019 просим обращаться в Секретариат

РЕСТЭК®
Тел.: +7 (812) 320 8091
E-mail: rao@restec.ru

Генеральный спонсор: ГАЗПРОМ

Официальный спонсор: ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Спонсор круглого стола: DNV·GL

РЕКЛАМА

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

МИНПРОМТОРГ РОССИИ · VDMA · ЭКСПОЦЕНТР