

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

**НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ**

14–15 апреля 2020

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2020



13–16 апреля 2020

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Рек.18468



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



6G ЭКСПОЦЕНТР



Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Январь–
февраль
2020

<https://neftrossii.ru>

Сланцевая революция: почему в США

Рынок нефти стал аполитичным?

Шельфовая добыча: больше, глубже, дороже

Белоруссия без российской нефти

Геополитика Восточного Средиземноморья

**Цифровой путь
в будущее**

Лебедь с коронавирусом

Как противостоять неблагоприятным факторам на нефтяном рынке?

Валерий АНДРИАНОВ

Конъюнктура мирового рынка подвержена колебаниям не только вследствие тех или иных экономических и политических факторов, поддающихся хоть какому-либо прогнозированию. Сильнейшее воздействие на неё способно оказать и абсолютно непредвиденное обстоятельство, получившее в среде экспертов название «чёрный лебедь». Их всё-таки пытаются предвидеть, составляют специальные списки, но «чёрные лебеди», как правило, не прилетают тогда, когда их ждут. Да и вообще они нечастые гости на нефтяном рынке. Начало 2020 г. в этом плане оказалось исключением. Мировую экономику «клонул» классический чёрный лебедь – эпидемия коронавируса в Китае. Эксперты, прогнозируя цены на нефть на период всего 2020 года, учитывали множество гипотетических событий, связанных, с одной стороны, с замедлением роста мировой экономики (что толкало бы цены на «чёрное золото» вниз), а с другой – с обострением напряжённости в зоне Персидского залива и ряде других регионов (что способствовало бы росту котировок). Но визита «экзотической птицы» из Китая не ожидал, конечно, никто. Как живёт мировой рынок на таком фоне?

Понятно, что «чёрные лебеди» могут быть двух «пород» – те, которые способствуют росту цен на нефть, и те, которые ведут к их снижению. Казалось, первых должно водиться в природе гораздо больше – это различные военные конфликты и политические передраги, которые приводят к нарушению производства сырья и взлёту его котировок. Но в данном случае, увы, прилетела птица редкого вида. Коронавирус уже существенно затормозил рост китайской экономики и снизил прогнозы потребления энергоресурсов, что закономерно привело к падению мировых цен на нефть.

Дополнительное негативное влияние на котировки оказывает продолжающийся рост добычи сланцевой нефти в США. Как отмечает наш автор К. Сергеев, на протяжении всего 2019 г. объёмы добычи из сланцевых формаций увеличивались, обеспечивая Штатам львиную долю прироста производства как «чёрного золота», так и «голубого топлива». По сравнению с 2018 г. добыча сланцевой нефти выросла на 12,2%, а её доля в общей нефтяной корзине превысила 70%. Существенное (более чем на 100 тыс. барр./сут) снижение наблюдалось только в апреле, после чего восходящую тенденцию удалось довольно быстро восстановить. К концу же 2019 г. этот показатель твёрдо закрепился на уровне выше 9 млн барр./сут (см. статью «Сланцевая революция: взгляд изнутри»).

Безусловно, сланцевую революцию нельзя отнести к неожиданным факторам, воздействующим на мировой энергетический рынок (к тем самым «чёрным лебедям»). Её возникновение и развитие было вполне закономерным, обусловленным целым рядом предпосылок. «Сошлись воедино техническая возможность, экономическая целесообразность и институциональная простота освоения нового кластера энергетических ресурсов, ранее широко известных, но коммерчески нерентабельных для

разработок. Цены пошли вверх, издержки вниз, ножицы “издержки-цены” разомкнулись, образовалась расширяющаяся зона рентабельности. И случилась американская сланцевая революция. Причём именно в этой стране и именно в это время. И она запустила цепочку глобальных по последствиям “эффектов домино”, – поясняет в своей статье «Сланцевая революция: почему в США?» профессор Андрей Конопляник.

А вот факторы, оказывающие повышательное воздействие на нефтяные цены, в этот раз не смогли компенсировать действие механизмов, приводящих к снижению котировок. Прежде всего, речь идёт о тревожных политических событиях. «В отраслевой хронике бывали вообще парадоксальные эпизоды, когда на грозные события в нефтеносных регионах рынок, вопреки формальной логике, реагировал... удешевлением “чёрного золота”! Быть может, речь шла просто о случайных совпадениях? Как бы то ни было, но обвал цен произошёл в 2014 г. одновременно с возвышением ИГИЛ (террористическая организация, запрещённая в России. – Ред.), когда, казалось бы, следовало ждать срыва поставок из-за междоусобицы в Сирии, Ираке, Ливии и Йемене. А ведь считалось, что волны конфронтации могли пойти по всему нефтегазоносному Ближнему Востоку. Однако на биржевых котировках это не сказалось! И подобных случаев на протяжении двух десятилетий XXI века отнюдь не мало. Раньше, в XX столетии, картина была иной», – отмечает в своей статье «Рынок стал аполитичным» наш автор Павел Богомолов.

В чём же причина этого? «Мировые рынки стали более прозрачными и более гибкими. Игроки рынка смотрят теперь на фактические события и оценивают, как они влияют на фундаментальные показатели, а не ориентируются на какие-то ожидания, слухи и т. д... Появляются новые источники предложения, дополнительные возможности для хранения нефти. Это позволяет компенсировать те избытки или дефициты, которые возникают на фоне воздействия краткосрочных политических факторов», – объясняет руководитель исследований Департамента по ТЭК и ЖКХ Аналитического центра при Правительстве РФ Александр Курдин (см. «Куда исчезла политика?»).

Что же делать в этих обстоятельствах? Безусловно, нефтегазовые компании, в том числе российские, должны приспосабливаться к изменившимся условиям. Прежде всего, за счёт внедрения новых технологий, позволяющих снизить их издержки и повысить конкурентоспособность. И особую роль тут должны сыграть цифровые технологии. «У нас есть запасы, которые будут вышиться с рынка в случае обострения конкуренции. И вот здесь как раз цифровизация... позволит нам гораздо больше наших запасов переместить в самый низ на кривой предложения. При этом каждая компания будет выбирать свой путь – где ей сделать фокус», – отмечает в связи с этим заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин (см. статью «Цифровой путь в будущее»).

Иными словами, и с негативными фундаментальными факторами, и с «чёрными лебедями» можно и нужно бороться. Падение цен на нефть – это лишь очередной повод задуматься о повышении эффективности бизнеса и о поиске передовых технологических решений, позволяющих сохранить конкурентоспособность в новых непростых условиях.

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

**Нефть
россии**
АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

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

**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

Геннадий ШМАЛЬ

Президент Союза нефтегазопромышленников

Андрей КОНОПЛЯНИК

Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН

Д. с. н., профессор (ИСПИ РАН)

Владимир ТЕТЕЛЬМИН

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

Александр МАТВЕЙЧУК

К. и. н., академик РАЕН

Анатолий ДИОРДИЕНКО

Основатель журнала «Нефть России»

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ

asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор

Валерий АНДРИАНОВ

andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора

Дмитрий ГУРТОВОЙ

editor@neftrossii.ru

Над выпуском работала

Марина СОЛДАТОВА

msoldatova@neftrossii.ru

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,

+7 (916) 138-52-99

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: https://neftrossii.ru

Отпечатано в типографии

ООО «Типография ТалерПринт»

109202, Москва, ул. 1-я Фрезерная, д. 2/1, стр. 1

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 29.02.2020 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 – © Depositphotos

**NOTA BENE**

В. АНДРИАНОВ

Лебедь с коронавирусом

Как противостоять неблагоприятным факторам на неф-
тяном рынке? **1**

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

А. КОНОПЛЯНИК,

советник генерального директора

ООО «ГАЗПРОМ ЭКСПОРТ»,

доктор экономических наук, профессор

**Сланцевая революция:
почему в США?**

Каковы её глобальные последствия, в том числе для сме-
ны парадигмы развития мировой энергетики? **4**



П. БОГОМОЛОВ,

кандидат политических наук

Рынок стал аполитичным

Цены на нефть всё меньше зависят от войн, переворотов
и революций **12**



К. СЕРГЕЕВ

**Сланцевая революция:
взгляд изнутри**

Рост добычи нефти и газа в США может прекратиться го-
раздо раньше, чем прогнозируют западные эксперты **16**

ДЕЛА КОМПАНИЙ

А. ВАЛЕНТИНОВ

Цифровой путь в будущее

Российские ВИНК активно реализуют программы циф-
ровой трансформации своего бизнеса **23**

А. ВАЛЕНТИНОВ

Попутный бизнес

Российские нефтяные компании с успехом реализуют
проекты в газовой сфере **30**





«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

УПРАВЛЕНИЕ

А. ФОМИН,
руководитель Центра внедрения
бесцекового производства

Незамеченная сторона технологической революции

Актуальность бесцекового производства на предприятиях
нефтепереработки и нефтехимии в условиях индустриа-
лизации 4.0.

38**МИРОВОЙ РЫНОК**

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

Новый энергетический лидер

Бразилия может выйти на третье место в мире по добы-
че нефти, а также развивать другие виды энергетиче-
ского бизнеса

52**ТРАНСПОРТИРОВКА**

С. ВОРОБЬЁВ,
директор;
С. АЛИХАШКИН,
аналитик
(Институт развития технологий ТЭК);
Т. САФОНОВА,
исполнительный директор ООО «НААНС-МЕДИА»,
доцент кафедры международной коммерции РАНХ
и ГС при Президенте РФ

Белоруссия без российской нефти

Варианты поставок сырья в обход соседней республики
возможны, но нежелательны

46**РЕСУРСЫ**

К. СЕРГЕЕВ

Больше, глубже, дороже

Количество открытых месторождений на шельфе растёт,
а вместе с тем развивается и рынок подводного обору-
дования

42

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

Нефть студёной Гренландии

Принадлежащий Дании остров обладает значительными
углеводородными ресурсами, но их разработка осложня-
ется экономическими и экологическими факторами

60

Т. ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Новый центр газодобычи или фальшивка?

Обострение конфликта за ресурсы Восточного Сре-
диземноморья имеет геополитическую подоплёку

64



Сланцевая революция: почему в США?

Каковы её глобальные последствия, в том числе для смены парадигмы развития мировой энергетики?¹



Андрей КОНОПЛЯНИК,
советник генерального директора
ООО «ГАЗПРОМ ЭКСПОРТ»,
доктор экономических наук,
профессор

Продолжается волна обсуждений перспектив воспроизводства (повторения) американской сланцевой революции в других районах Земного шара, главным образом в регионах, зависимых от импорта углеводородов. Это и понятно: велик соблазн заменить импорт собственным производством. Эта волна, как и любая волна на просторах Мирового океана, имеет свои пики и провалы, взлёты и падения интереса к теме. Прошла волна взлёта интереса к возможности реализации европейской сланцевой революции. Первоначальная эйфория, построенная на завышенных ожиданиях, исходивших из «лобовой» экстраполяции (некритичного переноса) американского успеха на европейскую почву, обернулась жестокими разочарованиями. Что, впрочем, всегда происходит с завышенными, тем более необоснованно, ожиданиями. Похоже, сейчас такая волна набирает силу в отношении перспектив (ожидания взлёта) китайской сланцевой революции.

В связи с этим, на мой взгляд, целесообразно ещё раз обратиться к опыту американской сланцевой революции. Объяснить ещё раз, почему эта революция смогла произойти и произошла именно – и только – в США, почему её невозможно ни при каких обстоятельствах будет повторить (имея в виду темпы, масштабы и характер последствий для мировой экономики) ни в каком ином регионе Земли. Объяснить также, что американская сланцевая революция уже имела необратимые последствия для мировой экономики как в рамках нефтегазовой отрасли, так и за её пределами, породив множественные «эффекты домино».

¹ В основе настоящей статьи лежат ранее опубликованные работы автора [1–8]. Сокращённый вариант статьи был опубликован двумя главками в книге [50].

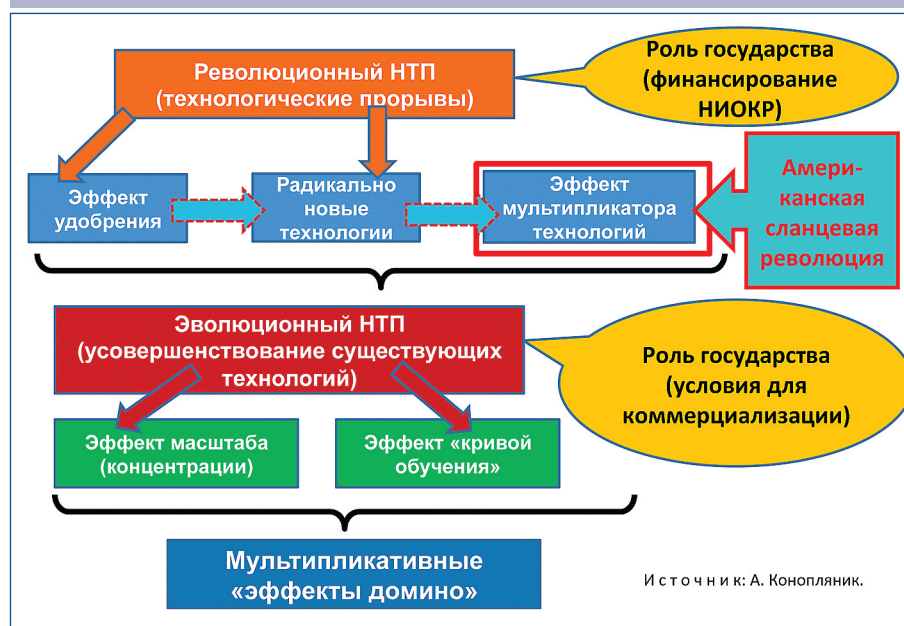
Освоение сланцев и НТП

Освоение сланцев не является чем-то принципиально новым, в том числе и в нашей стране². Но в XX веке оно было скорее исключением из правила, ибо в массе были доступны иные, более дешёвые углеводородные ресурсы. Они считались «традиционными» с позиции коммерческого использования в рамках доминировавшей экономической модели освоения природных ресурсов, в основе которой лежала экономика масштаба (реализация «эффекта масштаба»). А сланцы относились к категории «нетрадиционных» ресурсов для коммерческого освоения³. Их переход из нетрадиционных в традиционные энергоресурсы стал возможен после появления ряда прорывных технологий, относящихся к категории революционного НТП.

Как известно, существуют два типа научно-технического прогресса (НТП): революционный и эволюционный (см. рис. 1). Именно революционный характер достижений НТП, лежащих в основе американской сланцевой революции, даёт возможность характеризовать её как «революцию» (по своим прямым и косвенным последствиям), причём не только для национальной, но и для мировой энергетики и экономики.

Революционный НТП – это технологические прорывы, принципиально новые разработки, инновации. Они приносят радикальные изменения в окружающую нас жизнь, раскрывают новые горизонты, создают «эффекты домино» в сопряжённых отраслях и ведут к появлению новых отраслей и производств. А эволюционный НТП обеспечивает монотонное снижение издержек за счёт совершенствования существующих технологий путём накопления опыта их эксплуатации (так называемая кривая обучения – learning curve). Отдельные примеры достижений революционного НТП из тех

Рис. 1. Два типа НТП и американская сланцевая революция



сфер, что на слуху, – персональный компьютер, интернет. Ранее – ядерная энергия. Ещё раньше – автомобиль. Все они привнесли в нашу жизнь преобразования и оказали «эффекты домино», сходные по масштабам с теми, о которых я буду говорить далее применительно к последствиям сланцевой революции.

Внедрение достижений революционного НТП на уровне отдельных отраслей может происходить как за счёт инновационных разработок, изначально нацеленных на применение в данных сферах деятельности, так и за счёт адаптационного переноса технологий из одной отрасли (например, ВПК) в другую (например, геологию, добычу, транспорт энергоресурсов) – так называемый «эффект удобрения». Пример – сейсмические методы разведки месторождений полезных ископаемых. В начале XX века они разрабатывались для использования в артиллерии, а сегодня наиболее широко применяются в нефтепоисковых работах. Или освоение морских месторождений углеводородов. Всё энергоснабжение на платформах, где одна из основных проблем – это дефицит места, производится за счёт электроэнергии, вырабатываемой на газовых турбинах, потребляющих попутный (если это нефтяное месторождение) или неассоциированный (если газовое) газ. А эти турбины (как, впрочем, аналогичные на газоперекачивающих агрегатах компрессорных станций на газопроводах) – суть адаптированные авиационные турбины (спроектирован-

ные под нужды, в первую очередь, военной, а потом и гражданской авиации), имеющие наиболее эффективные характеристики по соотношению «масса/размер/полезная работа».

Однако американская сланцевая революция реализовывалась по иной траектории. На мой взгляд, она стала результатом мультипликативного эффекта от объединения нескольких отдельных (частных) достижений революционного НТП в единую коммерческую систему, а именно были сведены в единый технологический комплекс существовавшие ранее, но применявшиеся по отдельности прорывные технологии:

- в сейсмике – это обеспечение перехода от двухмерной к трехмерной сейсмике;
- бурении – распространение, помимо вертикальных, наклонных, направленных и горизонтальных скважин и забуривание нескольких скважин из одного ствола;
- методах воздействия на пласт – это переход от одиночного к множественному гидроразрыву пласта.

В итоге разработка технологии множественного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах в рамках трёхмерного моделирования участков недр и стала, на мой взгляд, технологической основой американской сланцевой революции. Это позволило резко снизить технические издержки разработки ресурсов сланцевых углеводородов. Но одного этого, по моему мнению, для американской сланцевой революции было бы недостаточно.

² Например, широко известный в нефтяных кругах и старейший в СССР/России отраслевой журнал «Нефтяное хозяйство» издавался в 1920 годы под названием «Нефтяное и сланцевое хозяйство». Во времена СССР месторождения горючих сланцев разрабатывались в Эстонской ССР (Эстонское месторождение горючих сланцев считалось наиболее крупным и качественным месторождением СССР) и Ленинградской области, в которой они дали имя городу Сланцы, основанному в связи с разработкой Гдовского месторождения горючих сланцев, открытого в 1926 г.

³ Автор классифицирует ресурсы углеводородов (и шире – природных энергетических ресурсов) на «традиционные» и «нетрадиционные», исходя не из их физико-химического состава и иных природных характеристик, а (опираясь на принципиальную возможность взаимозаменяемости энергоресурсов в конечном использовании) из рентабельности или нерентабельности их вовлечения в хозяйственный оборот до стадии конечного использования включительно (по подведённой энергии).

Затем в дело вступили факторы экономического (налоговые и инвестиционные стимулы), правового (модель недропользования), финансового (доступный и дешёвый кредит), институционального порядка (множество дееспособных мелких и средних компаний и высококонкурентная среда их деятельности, обеспечивающая их эффективность и постоянную борьбу за повышение конкурентоспособности как условия выживания и расширения рыночной ниши) и т. п. То есть свою роль сыграли совокупные характеристики экономической модели США, сделавшие возможным сланцевую революцию именно в этой стране. Они обеспечили возможность быстрой (время – деньги) – и не вопреки, а благодаря взаимовыгодному сочетанию интересов участников производственно-сбытовой «сланцевой» цепочки – реализации сланцевых проектов и снижение их финансовых и транзакционных издержек.

Плюс благоприятное стечение обстоятельств (растущие в 2000-е цены на нефть, а за ними привязанные к нефтяным котировкам цены на газ). И, конечно, роль личности в истории: настойчивость пионера освоения сланцевого газа Джорджа Митчелла (1919–2013) в опытно-промышленном применении технологии множественного гидроразрыва на горизонтальных скважинах⁴.

В итоге сошлись воедино техническая возможность, экономическая целесообразность и институциональная простота освоения нового кластера энергетических ресурсов, ранее широко известных, но коммерчески нерентабельных для разработки. Цены пошли вверх, издержки вниз, ножницы «издержки-цены» разомкнулись, образовалась расширяющаяся зона рентабельности. И случилась американская сланцевая революция. Причём именно в этой стране и именно в это время. И она запустила цепочку глобальных по последствиям «эффектов домино».

Почему в США?

Можно выделить как минимум с десяток факторов, объясняющих, почему первая сланцевая революция случилась именно в США и именно в указанное время. Они же (приводимые ниже не в иерархическом порядке) объясняют, почему повторения сланцевой революции – в масштабах и темпами американской – нигде больше в мире ждать не приходится.

Во-первых (хотя это, на мой взгляд, далеко не главная причина американского феномена), обильная ресурсная база как сухого, так и жирного (то есть с высоким содержанием тяжёлых углеводородов – от C₃ и выше) сланцевого газа. Её оценки, правда, характеризуются большим разбросом значений⁵ – как в зависимости от источника, так даже при ссылках на один источник (как правило, на Агентство энергетической информации Министерства энергетики (АЭИ МЭ) США) на стадии коммерциализации инноваций⁶. Тем не менее США остаются в первой пятёрке стран – лидеров по технически извлекаемым ресурсам сланцевого газа [4].

Так, по данным АЭИ МЭ, как минимум четыре страны по объёмам технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа превосходят США: Китай – в 2,6 раза, Аргентина – в 1,6 раза, Мексика – в 1,4 раза, Южная Африка – на доли процента, и ещё две – близки к уровню Соединённых штатов (Австралия и Канада, примерно по 80% от уровня США каждая) [26]. И все они должны быть не менее чем США заинтересованы в освоении собственных энергоресурсов. Однако для всех них широкомасштабная разработка ресурсов собственного сланцевого газа остаётся делом будущего, а в США пик революции уже позади. Значит, дело не в ресурсах, а в той совокупности факторов, которая превращает технически извлекаемые ресурсы в доказанные извлекаемые запасы, то есть делает их рентабельными для освоения здесь и сейчас. Я называю эту совокупность факторов инвестиционным клима-

том. Так вот, его характеристики, о которых пойдёт речь ниже, оказались в США несравнимо лучше, чем в других странах.

Во-вторых, сравнительно низкая плотность населения в районах освоения сланцевого газа (а позднее и сланцевой нефти). Это означало, что оно не затрагивало сразу интересы больших групп местного населения и не вызывало тем самым «эффект отторжения» – так называемый эффект NIMBY⁷, препятствующий проведению и/или дальнейшему расширению работ.

В-третьих, доступность запасов воды в районах освоения сланцевых углеводородов, поскольку вода является критически важным ресурсом для проведения гидроразрыва пласта – ключевого метода добычи сланцевых газа и нефти.

В-четвёртых, технологические инновации были бы невозможны без долговременного государственного финансирования фундаментальных НИОКР, которые обеспечивают основу для их последующей коммерциализации частным бизнесом.

Начало подготовки американской сланцевой революции было положено в 1974 г. программой «Энергетическая независимость», разработанной Администрацией тогдашнего Президента США Р. Никсона. «Выстрелила» она через 30 с небольшим лет. Данная программа возникла в ответ на введение нефтяного эмбарго и повышение нефтяных цен странами ОПЕК. В 1977 г. уже Администрация Дж. Картера приняла её. Она предусматривала, кроме всего прочего, широкомасштабное государственное финансирование фундаментальных НИОКР по разным направлениям (по 14 только в газовой сфере [9]), по которым в принципе когда-то мог бы быть получен эффект уменьшения зависимости от энергетического импорта. Одним из таких направлений, оказавшимся успешным, стало создание коммерческих технологий освоения сланцевых углеводородов (сначала сухого, затем жирного газа, а затем и нефти) на основе комбинации (успешного объединения в единый технологический комплекс) трёх отдельных достижений революционного НТП: трёхмерной сейсмики, горизонтального и направленного бурения, многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП).

Был запущен маховик государственных инвестиций в НИОКР, который создал необходимые предпосылки для последующей сланцевой революции. Это было детально раскрыто в исследовании МИТ [9].

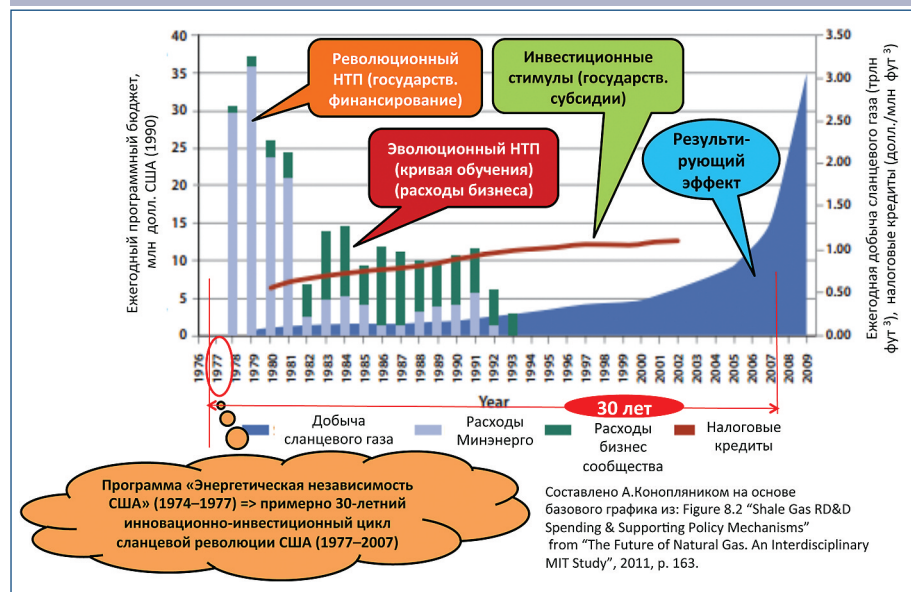
⁴ На мой взгляд, Дж. Митчелл вполне заслуживал бы присуждения ему премии «Глобальная энергия» (своего рода аналог Нобелевской премии в энергетике, учреждённой рядом российских энергетических компаний), как «отец» американской сланцевой революции, имеющей глобальные последствия. Он достоин, наряду с М. К. Хаббертом, Г. Хотеллингом, Ж.-М. Шевалье, называться «классиком» современной парадигмы развития мировой энергетики в моём понимании/интерпретации [1–3]. Автор входил в состав Международного экспертного комитета этой премии в 2012–2015 гг. и поэтому был лишён возможности номинировать кандидатов на премию. Поэтому, а также поскольку в 2013 г. Дж. Митчелл скончался, эта идея автора, озвученная в 2014 г., не смогла получить дальнейшего развития по процедурным соображениям (премия «Глобальная энергия» не присваивается посмертно).

⁵ Это объясняется, на мой взгляд, феноменом «диаграммы Арпса» [25].

⁶ Следует отметить, что различные источники информации с данными о ресурсной базе и прогнозах сланцевой добычи при кажущейся их множественности зачастую в первооснове своей имеют один единственный источник – американское Агентство энергетической информации при Министерстве энергетики США. Поэтому одна из основных проблем в отношении мировой сланцевой отрасли, с чем мы сталкиваемся сегодня, – это проблема «закольцованности информации». Все остальные источники «вторичной» информации (сотни и тысячи статей на сланцевую тему) черпают зачастую свои данные из одного «первичного» источника и воспроизводят его информационные потоки, будь они правдивыми или ошибочными [51].

⁷ Not in my backyard (не на моем заднем дворе).

Рис. 2. Роль государственного финансирования в стимулировании американской сланцевой революции (по материалам исследования Массачусетского технологического института)



Целенаправленное государственное финансирование фундаментальных НИОКР, которое началось в 1978 г. по разным направлениям, давало возможность на начальном этапе пройти точку невозврата по наиболее успешным из них. Эти НИОКР запустили механизм формирования достижений революционного НТП.

Дальше, когда замаячили перспективы их коммерциализации, через различные структуры подключился бизнес, плюс на стадии коммерциализации инноваций правительство создало мощные инвестиционные стимулы. Это дало существенный результирующий эффект, но на всё это ушло 30 лет – американская сланцевая революция состоялась («выстрелила») только во второй половине 2000-х. Таким образом, полный инновационно-инвестиционный цикл освоения сланцевых углеводородов – от начала госфинансирования фундаментальных исследований до получения широкомасштабного эффекта, критическая масса которого оказалась достаточной для запуска, в свою очередь, системных «эффектов домино», – продолжался три десятилетия (см. рис. 2).

Следует особо подчеркнуть ключевую роль государства в запуске этого инновационно-инвестиционного цикла. Без участия государства американская сланцевая революция не состоялась бы. Причём в стране, экономика которой считается наиболее либеральной, что многими неверно расшифровывается как полное или почти полное устранение государства от прямого участия в экономике. Президент

США Б. Обама в своём докладе Конгрессу «О положении в стране» (24.01.2012 г.) прямо говорил: «Именно государственное финансирование научных разработок, продолжавшееся в течение более 30 лет, помогло развитию технологий извлечения газа из сланцевых пород, напоминая нам, что господдержка жизненно необходима для помощи бизнесу в извлечении энергии недр посредством реализации новых энергетических идей» [27].

В-пятых, США смогли трансформировать исторические «минусы» развития своей нефтяной отрасли в её современные «плюсы», что обеспечило быстрое и широкое освоение сланцевых углеводородов. Общеизвестно, что США – пионеры коммерческой разработки традиционной нефти в мире (Пенсильвания, 1859 г.). Недостаточные знания (в то время) геологии пластов, организация системы лицензирования в условиях «дикого капитализма» в период первоначального накопления капитала посредством выставления на аукционы множества мелких участков – всё это привело к нескоординированному и неоптимальному освоению месторождений, бурению избыточного числа скважин в течение последующих десятилетий (нефтегазовый бизнес – долгосрочный и инерционный)⁸. В итоге в США сосредоточено 85% общего числа эксплуатационных скважин в мире, большинство из которых малодобитные и работаю-

щие в непостоянном (прерывистом, «равном») режиме (stripper wells).

Но это же послужило мощным стимулом для развития высокоэффективной и широко диверсифицированной, адекватной по масштабам скважинному фонду, нацеленной на снижение затрат сервисной промышленности (бурение скважин, производство оборудования), что делает стоимость скважин в США (основной элемент затрат для производителя) зачастую на 60–80% ниже, чем в других странах. Концентрация доступного бурового и сопутствующего оборудования в США является настолько высокой, а инфраструктура его доставки настолько разветвлённой, что позволяет откликаться на запросы недропользователей и начинать бурение в новых районах почти что в режиме реального времени (иногда всего лишь в течение 48 часов с момента получения соответствующей заявки).

В-шестых, либеральная экономическая модель развития страны. В США сегодня действуют более 4 тыс. нефтегазодобывающих компаний⁹. В условиях большого числа мелких и средних месторождений в стране (сланцевый газ – это ресурс локальный, не для дальней транспортировки), это предотвращает монополистический контроль за отраслью со всеми его негативными последствиями. Одно из таких последствий – невозможность (по определению, из-за высокой инерционности любого крупного бизнеса) быстро откликнуться на новые веяния и веления времени, брать на себя соответствующие «пионерные» риски.

В-седьмых, система недропользования, в соответствии с которой на суше США право пользования недрами принадлежит землевладельцам. Поскольку именно они, а не государство, как в других странах, получают арендные платежи и плату за право пользования недрами, это, с одной стороны, стимулирует частных владельцев участков земли передавать их в аренду недропользователям, а с другой – резко сокращает, упрощает и ускоряет процедурную (административно-разрешительную) часть недропользовательского процесса. Но это же стимулирует недропользователей к быстрейшему освоению полученных участков недр, так как лицензионные соглашения обычно предусматривают ин-

⁸ Начальный этап развития американской нефтяной отрасли хорошо описан в [10–11] и, конечно, в [14].

⁹ Для сравнения, в России, территория которой больше, чем США, максимальное число мелких и средних нефтегазовых компаний на первом пике их развития, в конце 1990-х, было равно 108, сегодня число действительно независимых (неаффилированных с российскими ВИНК) мелких и средних компаний составляет около 250 [28].

Табл. 1. Сланцевые и традиционные нефть и газ: основные различия инвестиционных циклов

Параметры	Сланцевые нефть и газ	Традиционные нефть и газ
Доля условно-постоянных затрат (капиталовложений/CAPEX) в общих затратах	Низкая	Высокая
Доля условно-переменных затрат (эксплуатационных расходов/OPEX) в общих затратах	Высокая	Низкая
Экономический жизненный цикл, лет	Короткий (2-3)	Длинный (10-15+)
Временной лаг между окончательным инвестиционным решением (FID) и притоком первой нефти/газа	Короткий (недели)	Длинный (годы)
Чувствительность к колебаниям цен (краткосрочная ценовая эластичность)	Высокая	Низкая
Тип извлекаемой экономической ренты	Технологическая	Природно-ресурсная (эффект масштаба)
Темп падения дебитов скважин	Высокий	Низкий
Каким образом данный тип инвестиционного цикла влияет на ценовую нестабильность на рынке (волатильность рыночных цен)	Смягчает/ «амортизатор шоков» (1) (быстрый инвестиционный эффект)	Усиливает (отложенный инвестиционный эффект)
Основные производители и их финансовые характеристики	Мелкие и средние компании (2)	Крупные, финансово устойчивые компании (3)
Финансирование («проектное финансирование» - это ...)	...конвейер, стандартизированная процедура (4)	...искусство (5)

(1) Термин Спенсера Дэйла (BP); (2) недостаточный для финансирования проектов поток свободных денежных средств; полностью зависят от долгового финансирования; (3) располагают обычно достаточным объемом свободных денежных средств для финансирования проектов из прибыли; долговое финансирование как механизм распределения/минимизации рисков, но не результат нехватки собственных средств; (4) каждое проектное решение типовое, поэтому простые решения; (5) каждое проектное решение уникально, поэтому решения лишены простоты.

Составлено А. Конопляником с использованием в том числе: Spencer Dale (BP Group chief economist). The New Economics of Oil. Society of Business Economists Annual Conference, London, 13 October 2015, p. 7.

тенсивную программу работ, невыполнение которой ведёт к прекращению/расторжению арендного договора.

В-восьмых, разветвлённая трубопроводная система с конкурентным, открытым (прозрачным) и недискриминационным доступом к ней¹⁰. Это даёт возможность любому производителю и/или потребителю получить доступ друг к другу и тем самым быстро монетизировать эффект от разработки новых месторождений.

В-девярых, преимущества развитой финансовой системы США. Это обеспечивало, с одной стороны, наличие дешёвого и доступного кредита, ибо нефтегазовые проекты финансируются преимущественно за счёт заёмных средств, с другой – возможность через фьючерсные рынки, финансовые деривативы сохранять при сделках приемлемый интервал финансовой прибыльности на годы вперёд, хеджируя и перестраховывая риски снижения цен за счёт будущих периодов. Правда, тем самым накапливается пузырь финансовой задолженности, который может как расколоться с течением времени, так и лопнуть (об этом ниже).

В-десятых, интенсивные налоговые и инвестиционные стимулы (см. рис. 2) и тому подобные меры прямой господдержки частного бизнеса. Если страна нацели-

лась на достижение энергетической независимости или на решение иной не менее амбициозной задачи, в основе которой лежат огромные инвестиции, то это делается в союзе, а не в противоборстве государства и частного бизнеса.

Наконец, «преимущества незнания», свойственные любому пионеру по причине отсутствия «негативного знания» на начальном этапе любой «кривой обучения» (learning curve), то есть отсутствие информации о возможных негативных последствиях применения новых технологий (в первую очередь экологического характера), которые проявляются и фильтруются на истинные и мнимые только в процессе их дальнейшей эксплуатации. Освоение сланцевого газа в этом смысле – не исключение. А коль скоро неизвестны риски/негативные последствия, то и отсутствуют удорожающие издержки удлинения и усложнения разрешительных процедур, должных предотвращать эти (реальные или мнимые) негативные последствия (то, с чем неизбежно сталкивается любая страна/компания, идущая по следам первопроходца, что отчётливо проявилось в ходе попытки воспроизводства в ЕС американского сланцевого успеха).

В общем, как сказал известный энергетический публицист Дэн Йергин, лауреат престижной Пулитцеровской премии за посвященный глобальной истории развития нефтяного бизнеса фундаментальный труд «Добыча» (The Prize) [14], «такой комбинации факторов нет более нигде в мире» [29]. Поэтому освоение сланцевого

газа (сланцевых углеводородов) в других странах, будь то в Европе или Азии, не меняет глобальную картину энергетического мира так, как это произошло в США, но будет иметь лишь локальные последствия для самих этих стран.

Д. Йергину вторит другой известный специалист Филип К. Верлегер, по мнению которого «уникальные институциональные условия, лежащие в основе американской сланцевой революции, не могут быть найдены где-либо ещё» [30]. По его словам, США и Канада остаются единственными странами, которые поощряют развитие мелких, эффективных энергетических компаний с низкими затратами, в то время как остальные страны полагаются на энергетические компании-гиганты типа ExxonMobil. Но освоение сланцевых углеводородов требует бурения сотен тысяч скважин с низкими затратами, а крупные транснациональные корпорации не могут реализовывать проекты с многими тысячами работников на множестве мелких месторождений – это не их профиль. Они преуспевают в освоении небольшого числа очень дорогих, но высокопродуктивных мега-проектов, реализуя «эффект масштаба».

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЦИКЛЫ И ИХ ФИНАНСОВЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ

Инвестиционный цикл в добыче сланцевых углеводородов радикально отличается от цикла производства «традиционных» нефти и газа (см. табл. 1). Их инвестиционные циклы оказывают различное влия-

¹⁰ Регуляторный режим функционирования газопроводной системы США детально описан в исследовании сотрудников Центра энергетических исследований (ЦЭИ) ИМЭМО РАН И. А. Копытина, А. О. Масленникова, М. В. Сиднишина [12], в рецензии на которое [13] отмечены основные достоинства данного труда.

ние на ценовую динамику, а также по-разному реагируют на неё.

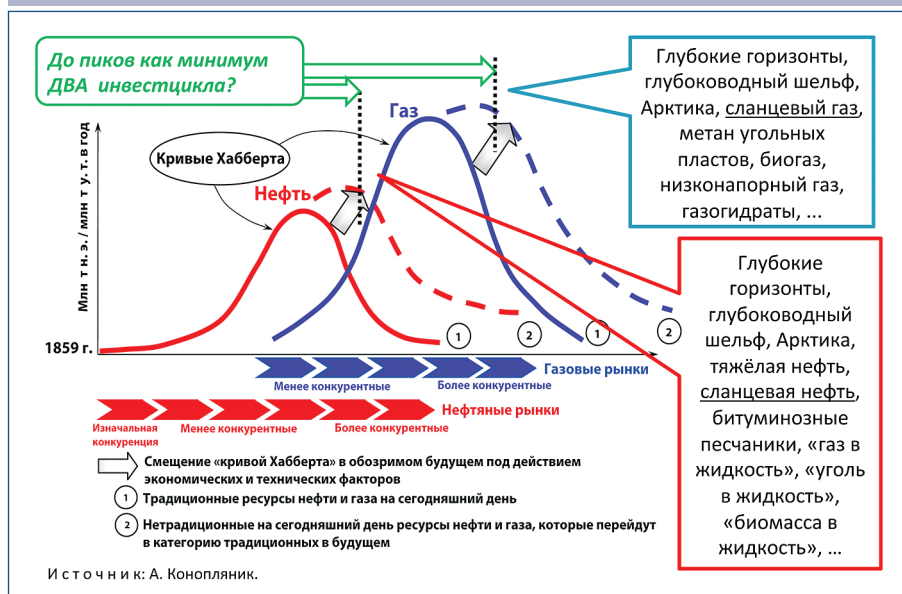
Чем принципиально отличается добыча традиционного УВС от производства сланцевых углеводородов? В первом случае операторы проектов принимают индивидуальные решения по их разработке и финансированию, при этом проектное (долговое) финансирование таких разработок – это искусство. Добыча сланцевого УВС – это конвейер по бурению, причём и технологический, и финансовый. Здесь проектное финансирование поставлено на поток и становится ремеслом. В итоге два разных типа УВС предопределяют нацеленность на извлечение двух различных типов ренты – природно-ресурсной (прежде всего, дифференциальной – за счёт «эффекта масштаба») и технологической. Это резко увеличивает зону потенциального предложения путём расширения области под «кривой Хабберта» при ускоренном перемещении под эту кривую значительного объёма ранее известных, но оставшихся «нетрадиционными» (то есть нерентабельными для широкомасштабного освоения) энерго-ресурсов (см. рис. 3).

Выше отмечалось, что важнейшим фактором реализации американской сланцевой революции было наличие в докризисный период, характеризовавшийся финансовым благополучием, доступного кредита, необходимого для интенсивного проектного (долгового) финансирования освоения сланцевого газа. Но в условиях снижения газовых цен в результате формирования избытка предложения (из-за отсутствия возможностей экспорта СПГ до февраля 2016 г., вследствие чего рынок газа США представлял собой «энергетический остров») это привело к нарастанию пузыря финансовой задолженности [1–4].

Ещё зимой 2012 г. в статье со знакомым названием «США: революция съест своих детей» [31] говорилось: «До коллапса газовых цен производители сланцевого газа тратили в 2–5 раз больше, чем получаемая операционная прибыль, на финансирование покупки или аренды земельных участков, программы бурения и заканчивания скважин...» Аналогичный вывод был сделан в статье в Financial Times весной того же года [32]. Автор обращал внимание на эту проблему ещё в начале 2013-го [33].

Специалисты Rystad Energy установили, что объёмы сланцевой добычи пря-

Рис. 3. Эволюция рынков нефти и газа: пик «кривых Хабберта» сдвигается вправо-вверх



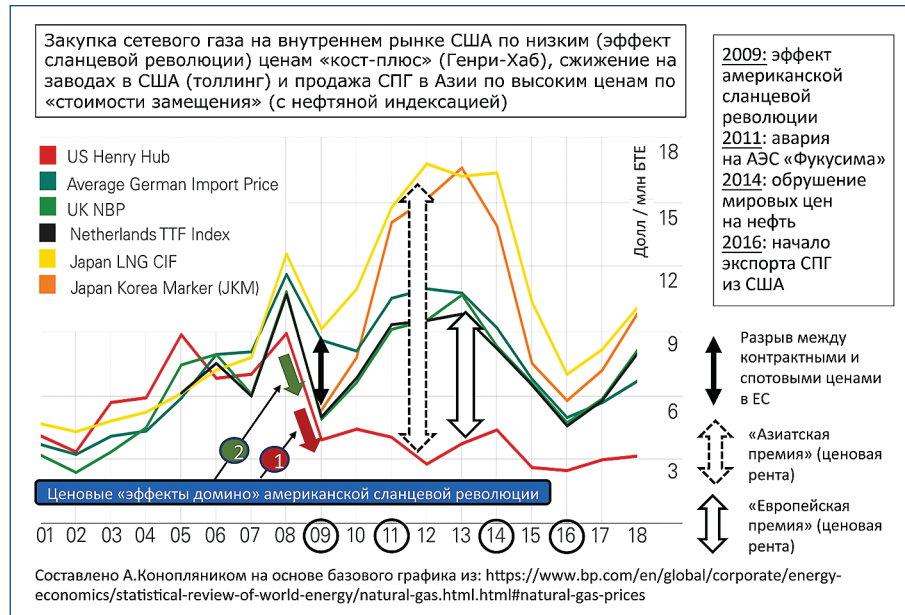
мо пропорциональны затратам, но конкретная зависимость меняется от пласта к пласту сланцевых пород. При этом их анализ по 15 ключевым сланцевым компаниям, на долю которых пришлось 40% сланцевого бизнеса, показал, что эти компании финансировали инвестиции в добычу за счёт заимствований и продажи активов и что объём инвестиций превышал доходы от производственных операций [34].

Специалисты Оксфордского института энергетических исследований (OIES) Дж. Стерн и Б. Фаттух пишут: «Для производителей американского сланцевого УВС речь идёт не только об экономике добычи, но и их собственной платёжеспособности (leverage), поскольку рост добычи пропорционален росту долговой нагрузки сланцевых производителей». Но добавляют: «Несмотря на отрицательные потоки свободных денежных средств, финансирование пока не стало проблемой для американских разработчиков сланцевого УВС, поскольку они способны представлять достаточное обеспечение под финансирование» [35]. Одна из причин – снижение издержек добычи сланцевого УВС практически в режиме «реального времени». Это является результатом круто падающей кривой снижения дебитов сланцевых скважин, что в условиях быстро реагирующей на инновационные вызовы американской экономики предопределяет столь же круто падающую «кривую обучения» для добычи сланцевых углеводородов.

После кризиса 2009 г. и снижения цен на газ кривая добычи сланцевого газа (резкое падение дебитов скважин) требует эскалации бурения, соответственно, роста затрат и обслуживания долга. Отсюда – образование пирамиды долгов и нарастание финансового пузыря накопленной задолженности. При этом доступные механизмы хеджирования лишь смягчают, но не решают проблемы. Так, американские энергетические, преимущественно сланцевые, компании, стали крупнейшими заёмщиками на рынке «плохих» долгов. На их долю приходится более 15% рынка «мусорных облигаций» США (то есть доля рынка для компаний, чьи рейтинги находятся ниже инвестиционного уровня «BB-»). Большая часть их капиталовложений финансируется за счёт «плохих» долгов (более дорогих заимствований), доля которых доходит до 65–85% EBITDA, а сами капиталовложения устойчиво превышают EBITDA примерно в полтора раза [36].

Система недропользования США требует быстрого возврата неразбуриваемых участков владельцу земли, поэтому арендаторам нельзя отложить их освоение. Разработчики сланцевых ресурсов «второй волны» (пришедшие в бизнес по следам успеха первой) стоят перед дилеммой поздней (дорогой, с премией) аренды участков: либо вернуть их (и списать затраты), либо продолжать бурить (меньший из убытков) в ожидании получения права на экспорт (экспортные цены много выше внутренних). У компаний-разработчиков сланцевых ре-

Рис. 4. Динамика региональных газовых цен и экономическая логика (ожидаемая и фактическая) развития экспорта СПГ из США



сурсов существуют опасения, что администрация США закроет период налоговых каникул для независимых компаний, которые сегодня предъявляют к налоговому вычету затраты на бурение, что позволяет финансировать бурение новых скважин и сдерживать надувание пузыря задолженности. Многие компании идут на списание затрат на рынке США в надежде экспортировать накопленный опыт на рынки сланцевого газа в других странах.

Таким образом, перед страной, обеспечившей сланцевую революцию и запустившей необратимую цепочку её глобальных последствий, стоит задача предотвращения схлопывания пузыря финансовой задолженности компаний-разработчиков сланцевых ресурсов и мягкого постепенного его сдувания в условиях резкого изменения ценовой конъюнктуры на рынках углеводородов:

- на рынке сжиженного природного газа в АТР, где цены СПГ с нефтяной привязкой упали вслед за падением мировых цен на нефть в 2014 г. Под его премиальные цены и хеджировалось наращивание внутренней добычи сланцевого газа в США с одновременной переориентацией с импорта на экспорт терминалов СПГ. Предполагалось, что будущие экспортные доходы от поставок СПГ на рынок АТР в условиях высоких цен на нефть смогут компенсировать накопленные убытки проектного финансирования добычи сланцевого газа в

условиях низких цен на газ в США (см. рис. 4). Только случилась незадача: подписание контрактов на поставку американского СПГ на экспорт, планирование и принятие окончательных инвестиционных решений по экспортным терминалам СПГ — всё это происходило в период высоких нефтяных цен (до середины 2014 г.). А первые отгрузки экспортного СПГ (февраль 2016 г.) и/или начало строительства экспортных терминалов начались уже после падения цен на нефть [21–22, 37];

- на мировом рынке нефти. Произшедшее ранее смещение акцентов в освоении сланцевых пород в США (с добычи сухого сланцевого газа на извлечение сначала жирного газа, а потом и сланцевой нефти) на фоне тогдашних высоких цен на нефть в условиях проектного финансирования их освоения привело к росту накопленной задолженности нефтегазовых компаний. А гасить её необходимо в условиях более низких цен на нефть (после 2014 г.).

ДИЛЕММА ПУЗЫРЯ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

Дилемма пузыря накопленной финансовой задолженности американской сланцевой промышленности — жёсткое схлопывание или мягкое сдувание. Специалисты ЦЭИ ИМЭМО РАН С. Жуков и С. Золина [38] обосновывают вторую линию дальнейшего развития событий и убедительно её аргументируют. При

этом показывают механику финансового поведения основных участников рынка и проводят сопоставительный анализ нынешнего кризиса задолженности компаний нефтегазового (сланцевого) сектора с механикой и последствиями кризиса ипотечного кредитования 2007–2008 гг. В результате дальнейшее развитие событий для нефтегазовых компаний сланцевого сектора США (мягкое сдувание пузыря задолженности и его некритичный характер для американской экономики) становится прозрачным, аргументированным, понятным и убедительным.

Авторы пишут, что острота текущей ситуации несопоставима с периодом дефолтов по ипотечному кредитованию в 2007 г. Во-первых, текущая совокупная задолженность нефтегазового сектора втрое ниже тогдашней задолженности в секторе недвижимости. Во-вторых, степень вовлечённости банков в финансирование высокорискованных активов сейчас значительно ниже: доля кредитов нефтегазовому сектору в общем кредитном портфеле банков составляет 2,3–2,5%, в то время как в 2007 г. доля кредитов ипотечному сектору достигала 33% всего кредитного портфеля банков. И кредиторы, и заёмщики в секторе неконвенциональных углеводородов отличаются «высоким аппетитом к риску». Поэтому, несмотря на то что энергетический сектор стал лидером по корпоративным банкротствам (около 33% всех дефолтов в 2015 г.), мы являемся, по словам С. Жукова и С. Золиной, свидетелями банкротств отдельных компаний, но не отрасли в целом. В период понижительного ценового цикла многие производители, в том числе сланцевые, остаются под угрозой дефолта, однако даже в случае массового банкротства их активы перейдут к более сильным конкурентам [38].

Тем не менее число компаний-операторов сланцевой добычи, подавших документы на реорганизацию задолженности в соответствии со статьёй 11 закона США о банкротстве, продолжает расти. С начала 2015 г. по 1 мая 2019 г. 172 компании в Северной Америке запросили защиты от банкротства (реструктуризации долгов) в соответствии с этой статьёй на общую сумму 98,5 млрд долларов совокупного долга. Основная часть их задолженности образовалась в период 2015–2016 гг. (после падения цен на нефть в 2014 г.), хотя в 2018 г. наблюдался её рост по сравнению с 2017 г. [39].

Поэтому применительно к США пока остаётся открытым вопрос: насколько последствия двух разных производственных циклов – для «классической» («несланцевой») и «сланцевой» нефти (УВС) – совпадают? По какой траектории пойдёт дальнейшее развитие событий в сланцевой отрасли США (а это будет иметь последствия для всей мировой экономики, учитывая роль США как крупнейшего игрока на мировых рынках физической и бумажной энергии и на глобальном финансовом рынке)? Пойдёт ли дальнейшее развитие по описанной Хаббертом закономерности? Будем ли мы наблюдать в «послесланцевый» период второй пик Хабберта вслед за классическим (первым) пиком, достигнутым в США в «досланцевый» период в 1971 г.?

Итак, американская сланцевая революция резко сдвигает вправо-вверх (из отдалённого в ещё более отдалённое будущее) пик «кривой Хабберта» по углеводородам (см. рис. 3), запускает необратимые системные «эффекты домино» в рамках мировой энергетики и экономики. И, несмотря на финансовые риски, связанные с долговым финансированием сланцевой отрасли США, ей не грозит банкротство, чреватое остановкой «американского сланцевого конвейера». Отсутствие возможностей для повторения американской сланцевой революции в сопоставимые сроки и сопоставимых масштабах где-либо за пределами США не является фактором, препятствующим движению пика «кривой Хабберта» для УВС вправо-вверх.

(Окончание следует)

Библиография

- [1] Конопляник А. О новой парадигме развития мировой энергетики, рисках и вызовах для России и мира // Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. Москва. 2019. С. 110.
- [2] Конопляник А. О грядущей (неизбежной?) смене парадигмы развития мировой энергетики и связанных с этим рисках и вызовах для России и мира (с. 151–180): В кн.: «Системные исследования в энергетике: методология и результаты», М.: Издательский дом МЭИ, 2018. 308 с.
- [3] Konoplyanik A. The (New) Political Economy of Oil and Gas: The Implications of the Changing Dominant Paradigm of International Energy Development (Chapter 16, pp. 241–278). – in: “International Political Economy of Oil & Gas: Governing the Resources in a Changing Political, Regulatory and Business Contexts”, Palgrave Macmillan, 2017, XXI+300 pp.
- [4] Konoplyanik A. The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective (pp. 65–106). – in: “Handbook of Shale Gas Law and Policy”/ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016, 412 pp.
- [5] Конопляник А. Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы // ЭКО. 2014. № 5. С. 111–126.
- [6] Конопляник А. «Эффекты домино» американской сланцевой революции // Вестник аналитики. 2014. № 1(55). С. 87–94.
- [7] Konoplyanik A. The economic implications for Europe of the shale gas revolution // Europe's World. 13 January 2011.
- [8] Конопляник А. Сланцевый газ: не конкурент, но стимулятор реформы экспортного ценообразования «Газпрома» (комментарий к статье К. Барыш «Сланцевый газ и энергобезопасность Евросоюза») // Нефтегазовая вертикаль. 2010. № 18. С. 28–29.
- [9] The Future of Natural Gas. An Interdisciplinary MIT Study, 2011.
- [10] Ida Tarbell. The History of the Standard Oil Company, Volume 1 & 2, McClure, Phillips and Co., 1904.
- [11] Robert McNally. Crude Volatility. The History and the Future of Boom-Bust Oil Prices. Columbia University Press, 2017, 336 p.
- [12] Копытин И. А., Масленников А. О., Синицын М. В. США: проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергии / Под ред. С. В. Жукова и В. В. Тапия. // М.: Магистр, 2014. 334 стр.
- [13] Конопляник А. Очень своевременная книга // Нефтегазовая вертикаль. 2015. № 13–14. С. 44–45.
- [14] Dan Yergin. The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power. Simon & Schuster, 1990, 912 p.
- [15] Konoplyanik A. How is Russia's Gas Export Strategy Evolving and Why Will it Work for Russia? (Part 1) // “Oil, Gas, Energy Law Intelligence” (OGEL), May 2016 (provisional issue), 17 pp.
- [16] Konoplyanik A. Russian gas in Europe: Why adaptation is inevitable // “Energy Strategy Reviews”, March 2012, Volume 1, Issue 1, p. 42–56.
- [17] Konoplyanik A. Russia's evolving gas export strategy // “Energy Economist”, Issue 408, October 2015, p.11–16.
- [18] Конопляник А., Дж. Сун. Есть ли шансы у американского СПГ? Падение нефтяных цен привело к изменению баланса конкурентоспособности двух моделей ценообразования на сжиженный газ в странах АТР // Нефть России. 2016. № 5–6. С. 11–19.
- [19] Rogers H. Does the Portfolio Business Model Spell the End of Long-Term Oil-Indexed LNG Contracts? // Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight: 10, April 2017, 21 pp.
- [20] Конопляник А. Рынок СПГ – драйвер перемен (Развитие торговли сжиженным природным газом ведёт к существенным трансформациям в экономической и политической сферах) // Нефтегазовая вертикаль. 2018. № 23–24. С. 37–44 (часть 1-я цикла из четырёх статей).
- [21] Belova M., Kolbikova E. US LNG Competition Evaluation and Export Prospects // OGEL Special Issue on “Liquefied Natural Gas (LNG)”, Vol. 15 – issue 4, November 2017, 17 pp. (Addendum May 2018).
- [22] Белова М., Колбикова Е. Американский СПГ: законодатель мод на газовом рынке или удачный маркетинговый ход? // Газовая промышленность. Май 2018. № 5. С. 32–35.
- [23] Нечаева М. Американская ошибка за чужой счёт // Нефтегазовая вертикаль. 2017. № 7–8. С. 112–116.
- [24] Nechaeva M. American Mistake at Someone Else's Expense // OGEL Special Issue on “Liquefied Natural Gas (LNG)”, Vol. 15 – issue 4, November 2017, 8 pp. (Addendum May 2018).
- [25] Arps J. J. Estimation of primary oil reserves // Transactions AIME (Journal of Petroleum Technology), 1956, v. 207, p. 182–191.
- [26] “Financial Times” shale gas series, 22–25 April 2012.
- [27] “Remarks by the President in State of the Union Address, January 24, 2012”, United States Capitol, Washington, D.C.
- [28] Корзун Е. Третья нефтяная сила // Нефть и газ / Тематическое приложение к газете «Коммерсантъ». 16.06.2015. С. 13.
- [29] Pfeifer S. Finds that form a bedrock of hope // Financial Times shale gas series, 22.04.2012.
- [30] Verleger-Jr. P. K. The coming US boom and how shale gas will fuel it // Financial Times, 25.04.2012.
- [31] United States: The Revolution Will Eat Its Children. // “Shale Gas Investment Guide/Poland”, Winter 2012, p. 87–88.
- [32] Dizard J. ‘Familiar echoes in shale gas boom’ // “Financial Times”, 6.5.2012.
- [33] Конопляник А. О возможных последствиях превращения США в экспортёра СПГ (приглашение к дискуссии) // Московский международный энергетический форум «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013) / «Круглый стол» / Открытое заседание Программного комитета ММЭФ-2013
- «Энергетическая Стратегия России: догма или изменяющийся взгляд на перспективу?» Москва. 07 февраля. 2013.
- [34] Bielenis Villanueva-Triana (Shale Analyst, Rystad Energy). Impact of North American Shale Development. Presentation – Extract // “Unconventional Oil & EOR Russia Conference”, December 3, 2014, Moscow, slide 11.
- [35] Jonathan Stern and Bassam Fattouh, Oxford Institute for Energy Studies. Lower Oil and Gas Prices: new phenomenon or history repeated? Presentation at the “ENERGETIKA-XXI”, St. Petersburg, 12 Nov. 2015, slide 18.
- [36] Trace Alloway. Crude slide sparks oil-related debt fears // “Financial Times”, 22/23.11.2014, p.15.
- [37] Costanza Jacazio, Senior gas analyst, International Energy Agency. Gas: medium-Term Market Report 2015. Market Analysis and Forecast to 2020 // Presentation at The Center on Global Energy Policy, Columbia University, New York, NY, USA, 20.06.2016
- [38] Жуков С. В., Золина С. А. США: финансовые рынки и развитие сектора неконвенциональной нефти // Мировая экономика и международные отношения. 2016. Т. 60. № 11. С. 144.
- [39] Matt Zborowski. The Shale Bankruptcies Continue // Journal of Petroleum Technology, 13 August 2019.
- [40] Bros T. After the US Shale Gas Revolution // Editions TECHNIP, Paris, 2012.
- [41] Konoplyanik A. US LNG vs Russian pipeline gas in the EU: to get rid of the rival? // Presentation at the Free webinar “US LNG and European gas market”, organized by Vostock Capital prior to “LNG 2017 Congress Russia”, Moscow-London. 26.10.2016.
- [42] Конопляник А. Продвижение СПГ США в Европу: американская специфика «рационального поведения» в условиях ужесточения многовекторной конкуренции на рынке газа и за его пределами // Выступление на VI Международной конференции «Глобальные энергетические и экономические тренды», организованной Центром энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е. М. Примакова и факультетом международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина. 21 декабря 2018. Москва. ИМЭМО РАН.
- [43] Конопляник А. Когда Америка всегда прежде всего... (Попытки выдавливания российского газа из Европы в пользу американского СПГ имеют исключительно прагматическую экономическую подоплёку со стороны США и политический инструментальный реализацию) // Нефтегазовая вертикаль. Январь. 2019. № 1–2. С. 87–94 (часть 2-я цикла из четырёх статей).
- [44] Конопляник А. Этапы большого пути. Как Вашингтон пытается продвинуть в Европу свой СПГ и не пустить туда российский трубопроводный газ // Нефтегазовая вертикаль. Февраль. 2019. № 3–4. С. 60–68 (часть 3-я цикла из четырёх статей).
- [45] Конопляник А. Врубаясь в Европу. США используют любые методы для «продавливания» своего СПГ на европейский газовый рынок // Нефтегазовая вертикаль. 2019. № 5. С. 61–69 (часть 4-я цикла из четырёх статей).
- [46] Конопляник А. О конкурентных рынках и антиконкурентном поведении на примере СПГ США против российского трубопроводного газа в Европе // Энергетическая политика. 2018. № 6. С. 18–27.
- [47] Конопляник А. Четвёртый энергопакет ЕС? К чему готовиться «Газпрому» в Европе // Нефтегазовая вертикаль. 2018. № 3. С. 26–36.
- [48] Конопляник А. Quo Vadis: оценка эффективности Третьего энергопакета ЕС или подготовка новой «линии Керзона»? // Нефть, газ и право. 2017. № 4. С. 42–53; № 5. С. 47–56; № 6. С. 51–59.
- [49] Konoplyanik A. EU Quo Vadis: a theoretical exercise with an anti-Russian flavour? // “Global Gas Perspectives”, 19 October 2017.
- [50] Сланцевая революция и глобальный энергетический переход / Под ред. Н. А. Иванова. – М., СПб.: Нестор-История, 2019. 540 с.
- [51] OGEL Daily News (Jan 15, 2020).
- [52] Moniz E., Jacoby H., Meggs A., Armstrong R., Cohn D., Deutch J., Kaufman G., Kenderdine M., O'Sullivan F., Paltsev S., Parsons J., Perez-Arriaga I., Reilly J. and Webster M. (2011): The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, MIT Energy Initiative, June (<http://mit.edu/mitei/research/studies/natural-gas-2011.shtml>).
- [53] Конопляник А. Однополярный нефтяной мир – реальная перспектива // Экономическая политика: экспертный канал. 5 сентября 2013 г.

Рынок стал аполитичным

Цены на нефть всё меньше зависят от войн, переворотов и революций

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

«Чёрная полоса: почему нефть больше не зависит от войн и революций» – так называлась январская статья Дмитрия Мигунова в «Известиях», о которой немало говорят в отраслевых кругах нынешней зимой. Эта публикация сильна и набором аргументов, и своей правотой – продуманностью оценок и выводов. Но финальная точка в начатом обсуждении феномена нарастания экономических (и, вместе с тем, ослабления политических) факторов в ценообразовании на рынке углеводородов, разумеется, не поставлена. Напротив, дискуссия на столь актуальную тему продолжается. Чтобы наша часть разговора была плодотворной, напомним хотя бы вкратце об основных посылах названной статьи.

НЕВОСПРИИМЧИВОСТЬ ИЛИ НЕЧТО БОЛЬШЕЕ?

Газета верно указывает: «Гибель подразделения “Аль-Кудс” Корпуса стражей Исламской революции Ирана Касема Сулеймани (генерал. – Авт.) из-за авиаудара США и последующий военно-политический кризис грозили обратиться бурным ростом на встревоженном мировом рынке нефти. Ничего этого, однако, не случилось – после первого эмоционального всплеска цены на “чёрное золото” вернулись туда, откуда пришли. Событие стало очередным подкреплением наметившейся закономерности: большая политика не может радикально изменить нефтяные цены».

Но ведь то же самое говорилось и в сентябре 2019 г. на фоне информации о ракетных атаках на месторождения и НПЗ в Саудовской Аравии. Правда, сначала Brent подскочил почти на 15%, с 60 до 69 долларов за баррель. Но и тогда запала надолго не хватило, вскоре планка опустилась даже ниже 60 долларов!

Так что равнодушие рынка к всплескам военно-политического противостояния началось не сегодня. Впрочем, и не в 2019 г. Вспомним лето 2017 г. – дипломатический



кризис, разразившийся вокруг чуть ли не загнанного в изоляцию Катара. «Игроки нефтяного рынка, – пишет Дмитрий Мигунов, – отреагировали на резкое ухудшение отношений между бывшими союзниками из арабских нефтяных монархий исключительно спокойно. Большую часть июня нефть скорее дешевела, а потом пошла в рост на фоне стабилизации ситуации. Просматривается чёткий паттерн: рынок крайне вяло отвечает на любые поли-

В отраслевой хронике бывали вообще парадоксальные эпизоды, когда на грозные события в нефтеносных регионах рынок, вопреки формальной логике, реагировал... удешевлением «чёрного золота»!

тические новости с Ближнего Востока. Относительно небольшое число спекулянтов пытаются поиграть на теме угрозы большой войны и возможного перекрытия снабжения из Залива, но хватает их... ненадолго. Волатильность держится неделю, максимум – две, затем снижается; а цены опускаются иной раз даже ниже уровней, зафиксированных до того или иного кризиса».

Уж не означает ли сказанное, что начало эпохи невосприимчивости цен к кризисам вокруг «горячих точек» надо датировать 2017 годом? Нет, и это тоже будет

неверной, слишком поздней точкой отсчёта. Задолго до возникновения «катарского кризиса» эксперты были удивлены статистикой 2011 г., когда прокатилась так называемая арабская весна, то есть череда массовых, редких даже для исламского мира протестов, революций и гражданских войн. Правда, тогда нефть всё же подорожала – примерно на 20 долларов за баррель. Но стартовал тот рыночный тренд ещё в предыдущем 2010-м. И был он в куда большей мере связан с общим восстановлением глобальной экономики после мирового финансового кризиса. Затем цена на нефть стабилизировалась около отметки в 100 долларов за баррель.

Но в отраслевой хронике бывали вообще парадоксальные эпизоды, когда на грозные события в нефтеносных регионах рынок, вопреки формальной логике, реагировал... удешевлением «чёрного золота»! Быть может, речь шла просто о случайных совпадениях? Как бы то ни было, обвал цен в 2014 г. произошёл одновременно с возвышением ИГИЛ (террористическая организация, запрещённая в России. – Ред.), когда, казалось бы, следовало ждать срыва поставок из-за междоусобиц в Сирии, Ираке, Ливии и Йемене. А ведь считалось, что волны конфронтации могли пойти по всему нефтегазовому Ближнему Востоку. Однако на биржевых котировках это не сказалось! И подобных случаев на протяжении двух десятилетий XXI века отнюдь не мало. Раньше, в XX столетии, картина была иной.

НА СМЕНУ Судным дням

«В XX веке, – отмечают те же «Известия», – нефть считалась самым политизированным ресурсом. И трейдеры нефтяного рынка куда активнее, чем кто-либо ещё в финансовом мире, следили за тем, что происходит... Тем более что там соседствовали сразу два фактора волатильности – огромные, причём растущие со временем, объёмы добычи и нестабильность политики. Классическим примером резкого скачка цен из-за геополитики явилась война Судного дня в 1973-м между Израилем с одной стороны и Сирией и Египтом – с другой. В октябре страны ОПЕК (преимущественно государства Залива) решили не поставлять нефть странам, поддержав-

шим в данном конфликте Израиль. В результате в течение месяца цены на нефть взлетели на 70%, а к январю 1974 г. из-за дополнительного снижения поставок на мировой рынок увеличились вчетверо по сравнению с довоенными показателями».

Не менее крупной вехой стало свержение в 1979 г. шахского режима в Иране. Новый рынок на рынке нефти оказался двойным. Позднее, в 1980-м, вспыхнула братоубийственная ирано-иракская война. Нефтяные скважины в районе Персидского залива запылали, да и трейдеры сыграли на подорожании барреля. Снижение цен началось лишь с середины 1980-х, но прежнего уровня они не достигали ещё долго. Ну а в 1990-м агрессия Ирака против Кувейта, как и проведённая США операция «Буря в пустыне», вновь на годы подбросила нефтяные котировки вверх. А уж о менее важных событиях, всякий раз влиявших на сырьевую конъюнктуру, вообще не расскажешь в формате одной статьи. В любом случае, вывод ясен: чувствительность бирж всякий раз проявлялась сильно и недвусмысленно. Но, повторяю, к наступлению XXI века она куда-то улетила. Куда и почему?

Мигунов опять-таки прав: «Возникла кардинально иная карта глобальных производителей». Стартовала американская сланцевая революция, добыча нефти в США ныне уже стремится к 13 млн баррелей в сутки. В Штатах был снят действовавший с 1975 г. запрет на вывоз жидких углеводородов, и они хлынули через Атлантику и Тихий океан. Техасский сорт WTI подешевел в сравнении с североморской маркой Brent, а ведь на рубеже веков дела обстояли наоборот. За 30 лет семикратно вырос экспорт из Канады. Более мощным, чем раньше, производителем (и, главное, поставщиком) стала Россия. В 2019 г. она экспортировала 248 млн т нефти. Усилились позиции Казахстана и Азербайджана. ОПЕК, оставаясь весьма эффективным картелем, всё же перестала быть бесспорным гегемоном. Совокупность указанных факторов и ряда других обстоятельств с лихвой возмещает ослабление производственных и внешнеторговых позиций Норвегии, Мексики, Великобритании.

По всему миру увеличиваются национальные резервы нефти, сформированные на «чёрный день». Только в странах ОЭСР их хватило бы на целый месяц бесперебойного потребления. А что происходит с географией потребления? Среди покупателей на передний план вышли не страны Запада, которые были бы – теоретически – наказаны саудитами и их союзниками в

случае предосудительного поведения Израйля или НАТО на Ближнем Востоке. Впереди европейцев – переживающие фантастический промышленный бум мегаэкономики Азии, их государства Залива не станут «наказывать долларом».

В свою очередь, Европа поэтапно сокращает закупки и использование ископаемых видов топлива, переходя к «зелёной энергетике». Да, в таких условиях миру уже не до повторения эмбарго 1973 г. Но визна ситуации не выгодна спекулянтам, пытающимся по старинке играть на поли-

По всему миру увеличиваются национальные резервы нефти, сформированные на «чёрный день». Только в странах ОЭСР их хватило бы на целый месяц бесперебойного потребления.

тических трениях где бы то ни было. Но зато это выгодно «нормальным» потребителям и производителям – ныне они руководствуются в основном здоровыми экономическими соображениями.

Впрочем, и у «рыночной медали» есть другая сторона, которая тоже требует пристального анализа и сопоставлений с недавними, но уже ушедшими в прошлое реалиями.

ЕСТЬ И ОБРАТНАЯ СВЯЗЬ

Отдаление объективных ценовых реалий от импульсивного политического фактора, особенно во взрывоопасных нефтеносных регионах, – это полдела. Не только рыночная конъюнктура дистанцируется от войн, бунтов и путчей, но и они, эти непредсказуемые политические потрясения, всё больше отдаляются в своей мотивации и первопричинах от «большой нефти». Иными словами, роль топливно-сырьевых факторов падает. Движущие силы и лидеры политических событий, в том числе в «третьем мире», всё меньше учитывают «углеводородный ингредиент». Это лишь в XX веке из-за него, и только из-за него, свершались главные повороты в истории, осуществлялись изменения на карте мира. А сейчас, наоборот, очень многое происходит без оглядки на нефть и газ.

В 1904–1905 гг., когда в ходе первой русской революции едва не было сброшено самодержавие, соперники России лишили её лидерства в мировой нефтедобыче. Пожары в Баку, Грозном и Майкопе полыхали в основном не потому, что этого хотели

ощетинившиеся баррикадами большевики. Сотни бродячих дервишей (в нынешнем понимании – талибов), подготовленных агентурой враждебных спецслужб, хлынули с юга в Азербайджан и на Северный Кавказ агитировать против углеводородов и «чужаков-миллионеров» (типа Нобелей) отсталые слои мусульманского населения. В 1914 г. кайзеровский рейх рассчитывал опередить Антанту в сфере энергетики и опрокинуть её, опираясь на угольный потенциал Рурской области. Но победила всё-таки подоспевшая «кровь земли» (как называл нефть на лондонском банкете в 1918 г. премьер-министр Франции Жорж Клемансо). Спустя четверть века, в 1942 г., ради доступа к нефтяным кладовым Каспия и Месопотамии был запущен «Голубой план» Адольфа Гитлера, призванный обеспечить вермахт настоящим, а не синтетическим горючим.

Из-за всё той же нефти возник ресурсный национализм 1950-х, приведший и к трагическому свержению левого патристического правительства Моссадыка в Тегеране, и к успешным антиколониальным революциям в других странах Ближнего Востока, и к провозглашению ОПЕК в 1960 г. Вскоре освободился газоносный Алжир, а в 1969 г. рухнул королевский режим в Ливии. Таким примерам прямой взаимосвязи нефти и газа с политикой в XX веке «несть числа».

НЕФТЬ И ГАЗ ДОМИНИРУЮТ НЕ ВСЕГДА

Но вот наступило XXI столетие. Теперь стало понятно, что даже самые благородные, беззаветные и мужественные революционеры – это, как правило, не очень-то успешные менеджеры в сфере энергетики. Кому из образованных людей в развивающихся странах захочется сегодня, зная о провальном опыте последних десятилетий, затевать антизападную перестройку углеводородного сектора и под её лозунгом изгонять иностранных инвесторов и поставщиков технологий? Если же революция и произойдёт, то скорее не по топливно-сырьевым, а по иным причинам: идеологическим, этнонациональным или, быть может, религиозным. Будут ли такие смены режимов положительным фактором для ТЭК? Вряд ли. К примеру, в 1990-е, в эпоху добычного бума и политики «нефтяной открытости» (Apertura Petrolera), Венесуэла обеспечивала производство 3,8 млн баррелей в сутки, а сейчас едва добывает около 1 млн барр./сут. Захочет ли кто-либо, кроме многочисленных в Латинской Америке люмпенов и маргиналов (которым и

впрямь нечего терять), безоглядно поддерживать страстный, но плохо продуманный и неудачно спланированный революционный переворот? А если он где-то и произойдёт, то не из-за углеводородов.

Или возьмём, к примеру, Иран. Петля сдавившей его нефтяной блокады и впрямь невыносима. Но всё же, в конечном счёте, не из-за нефти команда Трампа подвергла Исламскую Республику торгово-экономической осаде. Израиль, главный региональный союзник Соединённых Штатов, опасается, что рано или поздно Тегеран всё же создаст атомное оружие. И хотя «режим мулл» честно выполнял условия ядерной сделки 2015 г., заключённой с США, Великобританией, Францией, ФРГ, Китаем и Россией, маниакальное стремление республиканского Вашингтона «зарезать на корню» программу становления атомной энергетики в 80-миллионном Иране оказалось неудержимым.

Словом, хотя углеводородный фактор ещё играет ощутимую роль в геополитике, у него уже нет монопольного доминирования среди движущих сил истории. Так, на просторах СНГ крупнейшими (вслед за Россией) производителями и экспортёрами нефти и газа являются Азербайджан и Казахстан, но и для них вопросы добычи и экспорта энергоресурсов уже не стоят на первом месте. Многовекторная внешняя политика, вхождение в те или иные международные альянсы, борьба с терроризмом и многое другое являются для Нур-Султана и Баку не менее важными ориентирами.

Ну а в Южной Америке, о которой уже упоминалось выше, президент Боливии Эво Моралес был свергнут без сколь-нибудь тесной связи с энергетической тематикой. Более того, при нём велось, в общем-то, грамотное управление национальной газовой промышленностью (кстати, крупнейшей на материке). Да и беспорядки в Эквадоре, хотя отчасти и вызванные повышением цен на бензин, вспыхнули, главным образом, по другим причинам. Они были связаны с изъятиями налоговой и акцизной политики.

Тем временем в Юго-Восточной Азии напряжённость между Китаем и его соседями (Вьетнамом, Малайзией, Филиппинами, Брунеем и т. д.) нарастает не только и не столько из-за юрисдикции над шельфовыми запасами углеводородов и танкерными трассами. Поднебесная, построив вторую в мире экономику, уловила симптомы формирования – при нарастающем вмешательстве Белого дома – новой проамериканской коалиции. И это, по-

верьте, беспокоит Пекин больше, чем какая-то пара миллионов баррелей в сутки дополнительной добычи.

ДЕИДЕОЛОГИЗИРОВАТЬ МИРОВОЙ ТЭК

Вообще, идеологизированный подход к источникам углеводородного сырья становится всё менее популярным. Тезис о якобы «демократичных нефти и газе» (с другой стороны, о его «недемократичных антиподах») всё чаще не выдерживает серьёзной критики. А ведь без этого искусственно спекулятивного посыла влияние всяческих геополитических столкновений и международных кризисов на топливно-сырьевой рынок уменьшается ещё сильнее. Так почему же это влияние, как атавизм «холодной войны» и конфронтации между некогда непримиримыми общественными системами, вовсе не сойдёт к нулю?

В отличие от американцев, доказывающих необходимость и даже неизбежность двойных стандартов в глобальном ТЭК, европейцы всё больше склоняются к другой позиции. Они в большинстве своём требуют деполитизировать топливно-сырьевую сферу и тем самым освободить ценовую динамику от побочного влияния политики и идеологии.

Потому что есть на Земле сила, заинтересованная в сохранении «идеологической подоплёки» нефтегазового рынка, – Соединённые Штаты Америки. Там не могут смириться с некоторыми новыми реалиями в глобальной энергетике. Хотя сами же США, пострадав в 1973 г. от арабского нефтяного эмбарго, ускорили перевод торговли «чёрным золотом» с долгосрочных межгосударственных соглашений на систему спотовых сделок. Это позволило отчасти снизить «идеологическую нагрузку» мировой торговли углеводородным сырьём.

Кроме того, в июле 2006 г. США подписали Энергетическую декларацию Санкт-Петербургского саммита «Большой восьмёрки», направленную на деполитизацию и оздоровление глобального ТЭК.

С другой стороны, в мае того же 2006 г. тогдашний вице-президент США Ричард Чейни, бывший гендиректор транснационального сервисного гиганта Halliburton,

обрушился с яростными нападка на планы России по увеличению экспорта энергоресурсов в ЕС. Выступая на Вильнюсском саммите Восточного партнёрства, Чейни назвал трубопроводы, идущие в Старый Свет с Востока, «кремлёвским средством манипулирования и запугивания соседей РФ». Спрашивается: что же во внешнеполитическом и внешнеэкономическом курсе Вашингтона весит больше – подпись тогдашнего президента Джорджа Буша под Энергетической декларацией «Большой восьмёрки» или антимосковский (или, точнее говоря, «антигазпромский») пафос Чейни?

Пока в современном мире не прекратится искусственное деление углеводородных поставок на «цивилизованные» и якобы «варварские», или на «созидательные» и «агрессивные» (что остроумно критиковал министр иностранных дел РФ Сергей Лавров), не исчезнет и та опасность, о которой идёт речь в данной статье. Это – угроза возрождения былой уродливой привязки конъюнктуры нефтегазового рынка к зигзагам идеологического противостояния между США и странами, несогласными с вашингтонской гегемонией. Проповедником порочного деления нефти и газа на «демократические» и «антидемократические» слыл министр энергетики США техасец Рик Перри. Правда, под давлением демократов, открывших охоту на друзей Трампа, он ушёл в отставку. Но, увы, его слово и дело живут и побеждают. Во всяком случае, в Вашингтоне и некоторых других столицах.

В отличие от американцев, доказывающих необходимость и даже неизбежность двойных стандартов в глобальном ТЭК (в том числе совсем недавно – в ходе Всемирного экономического форума в Давосе), европейцы всё больше склоняются к другой позиции. Они в большинстве своём требуют деполитизировать топливно-сырьевую сферу и тем самым освободить ценовую динамику от побочного влияния политики и идеологии. В октябре прошлого года Владимир Путин, выступая в ходе Российской энергетической недели, отметил, что ещё одним примером победы здравого смысла над дремучей «топливной русофобией» стали закупки крупных партий ямальского СПГ Соединёнными Штатами и Великобританией, теми странами, которые призывают европейцев отказываться от импорта российских углеводородов. И ведь состоялись те поставки, по словам российского президента, «просто потому, что это выгодно».

Куда исчезла политика?

Действительно ли нефтяной рынок стал аполитичным и геополитические перипетии уже не оказывают серьёзного влияния на котировки «чёрного золота»? Этот вопрос «Нефть России» задала ряду ведущих отраслевых экспертов.



Константин СИМОНОВ, первый проректор Финансового университета при Правительстве РФ, генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности:

— Я бы поспорил с тем, что политический фактор полностью ушёл из цен. Этот тезис в своё время был очень популярен у американских экспертов. Я помню, что они ещё несколько лет назад буквально наслаждались этим тезисом. Мол, посмотрите, геополитика уже не влияет на нефтяные котировки. Но вспомните истории с Ираном и Венесуэлой. Всё-таки они сказывались на нефтяных ценах. Хотя, конечно, мы можем спорить о том, насколько это влияние было драматичным.

По моему мнению, такая реакция трейдеров (на политические события. — Ред.) обусловлена тем, что совершенно непонятно, как дальше будет развиваться ситуация вокруг Ирана, Ливии, зоны Персидского залива в целом. Плюс мы видим факторы, которые уравнивают геополитику. Если бы не было геополитики, той же Ливии, то, думаю, ситуация могла бы оказаться ещё хуже. То есть цены могли бы «провиснуть» гораздо сильнее. Именно геополитические новости «вытягивают» котировки. Факторы Венесуэлы, Ирана, Ливии всё-таки сказываются на нефтяных ценах.

Но за счёт действия экономических факторов получается разнонаправленное влияние. Это как задачка из учебника физики. Одна сила тянет в одну сторону, а другая в другую. Но эта сила существует. И поэтому я бы не сбрасывал геополитику со счетов и не выводил её за скобки.

Александр КУРДИН, руководитель исследований Департамента по ТЭК и ЖКХ Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации:



— Дело в том, что мировые рынки стали более прозрачными и более гибкими. Раньше, когда происходило какое-либо политическое событие, было непонятно, как оно повлияет на мировые рынки, чего ждать. Информация проходила довольно медленно. Сейчас всё изменилось. Скажем, после атаки дронов на нефтяные активы Саудовской Аравии относительно быстро стало ясно, как это реально повлияет на фактические объёмы добычи. То есть игроки рынка смотрят теперь на фактические события и оценивают, как они влияют на фундаментальные показатели, а не ориентируются на какие-то ожидания и слухи и т. д.

Второй момент. Всё-таки повысилась гибкость рынка. Появляются новые источники предложения, дополнительные возможности для хранения нефти. И, со-

ответственно, это позволяет компенсировать те избытки или дефициты, которые возникают на фоне воздействия краткосрочных политических факторов. Поэтому на рыночное равновесие, на цену влияют только действительно фундаментальные сдвиги. А какие-то краткосрочные всплески, вызванные политическими событиями, могут и не иметь серьёзного эффекта из-за лёгкой подстройки рынка.

Алексей ГРОМОВ, Главный директор по энергетическому направлению, руководитель энергетического департамента фонда «Институт энергетики и финансов»:

— Сегодня на рынке мы имеем серьёзную подушку резервов. Они находятся не в руках какой-то одной страны, а контролируются целой группой игроков. С одной стороны, у нас есть резерв в виде относительно устойчивой (на данный момент) американской сланцевой добычи. Основные игроки понимают возможности её роста. С другой стороны, есть механизм «ОПЕК+». Сегодня участники этого соглашения придерживаются политики сокращения добычи. Но при определённом сценарии оно может начать действовать в противоположную сторону. То есть дополнительные мощности могут быть относительно быстро введены в эксплуатацию.

Уже был показательный пример — как раз с Ираном. Когда Дональд Трамп только объявил о выходе США из ядерной сделки с Тегераном и о скором введении санкций против Исламской Республики, рынок как обычно запаниковал. «ОПЕК+», насмотревшись на эту панику, сравнительно быстро (может быть, даже чересчур быстро) приняло решение выбросить на рынок дополнительные объёмы нефти. Оказалось, что все переоценили друг друга и на рынке случился новый неожиданный резкий дисбаланс в сторону значительного превышения предложения над спро-



сом. И это во втором полугодии 2018 г. колыхнуло цены вниз.

Иными словами, сейчас на рынке существует уверенность, поскольку запасов нефти достаточно, чтобы пережить несистемные кратковременные или среднесрочные геополитические встряски. А вот раньше, когда спрос на нефть рос и все страны мира работали на пределе своих добывающих мощностей (до начала сланцевой революции в США), рынок действительно очень сильно реагировал на каждый «геополитический чих».

Вячеслав КУЛАГИН, руководитель отдела исследования энергетического комплекса мира и России Института энергетических исследований РАН, директор Центра энергетических исследований Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ:



— Скажу очень кратко. На рынке есть примерно 3 млн барр./сут так называемых свободных мощностей, которые можно оперативно ввести. Если кто-то по какой-то причине снизит добычу, другие с радостью эту нишу заполнят.

Сланцевая революция: взгляд изнутри



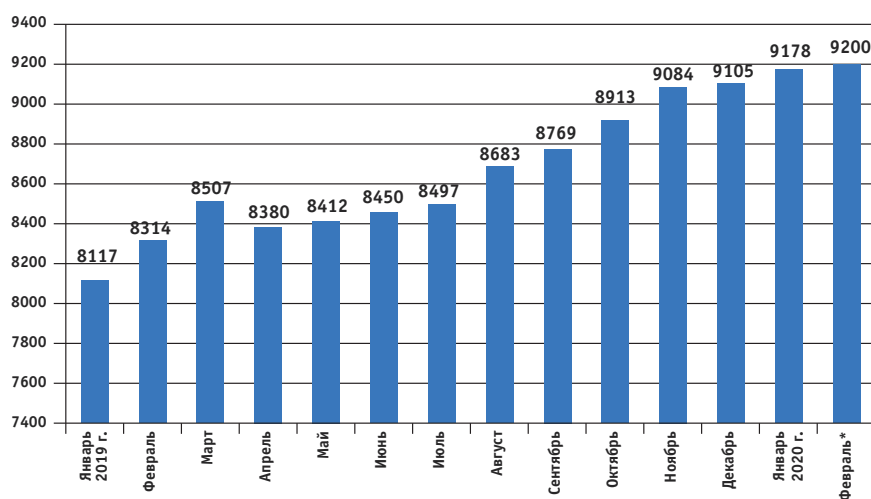
Рост добычи нефти и газа в США может прекратиться гораздо раньше, чем прогнозируют западные эксперты

Константин СЕРГЕЕВ

Угрожая ужесточением санкций, США пытаются протолкнуть на рынок всё больше «газа свободы» (то есть произведённого на своей территории СПГ) и уверенно обещают уже в скором времени подкрепить его экспортными баррелями «нефтяной демократии». Между тем реальная обстановка в добывающем секторе страны далека от благополучной, а перспективы его развития вовсе не выглядят триумфальными.

ЧЕМ БОЛЬШЕ, ТЕМ... МЕДЛЕННЕЕ
Казалось, достижения национальных сланцевых операторов не должны вызывать в Соединённых Штатах особого беспокойства: на протяжении всего

Рис. 1. Динамика добычи нефти на сланцевых месторождениях США, млн барр./сут



* Прогноз.
Источник: EIA.

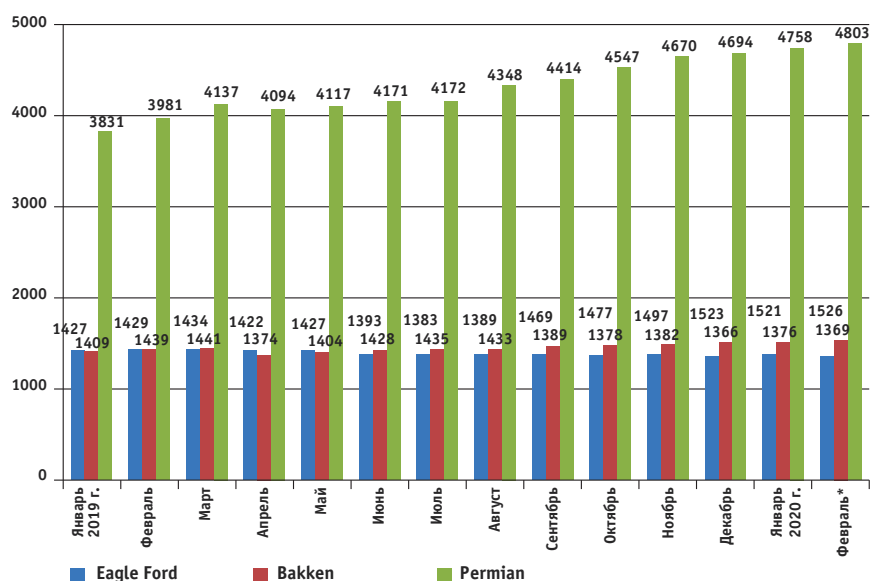
Табл. 1. Динамика добычи сланцевой нефти в США по бассейнам в 2019 г., млн барр./сут

	Январь 2019 г.	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь 2020 г.	Февраль*
Anadarko	0,582	0,587	0,586	0,573	0,554	0,561	0,59	0,582	0,558	0,554	0,563	0,568	0,553	0,535
Appalachia	0,156	0,138	0,134	0,131	0,129	0,134	0,138	0,142	0,151	0,159	0,167	0,169	0,166	0,166
Bakken	1409	1439	1441	1374	1404	1428	1435	1433	1469	1477	1497	1523	1521	1526
Eagle Ford	1427	1429	1434	1422	1427	1393	1383	1389	1389	1378	1382	1366	1376	1369
Haynesville	0,043	0,043	0,043	0,044	0,043	0,043	0,043	0,043	0,042	0,041	0,040	0,039	0,04	0,04
Niobrara	0,669	0,697	0,732	0,742	0,738	0,72	0,736	0,746	0,755	0,757	0,765	0,746	0,766	0,761
Permian	3831	3981	4137	4094	4117	4171	4172	4348	4414	4547	4670	4694	4758	4803
Всего	8117	8314	8507	8380	8412	8450	8497	8683	8769	8913	9084	9105	9178	9200

* Прогноз.

Источник: EIA.

Рис. 2. Динамика добычи нефти по основным районам сланцевых разработок США, млн барр./сут



* Прогноз.

Источник: EIA.

2019 г. объёмы добычи из сланцевых формаций увеличивались, обеспечивая стране львиную долю прироста производства как «чёрного золота», так и «голубого топлива». По сравнению с 2018 г. добыча сланцевой нефти выросла на 12,2%, а её доля в общей нефтяной корзине превысила 70%. Существенное (более чем на 100 тыс. барр./сут) снижение наблюдалось только в апреле, после чего восходящую тенденцию удалось довольно быстро восстановить. К концу же 2019 г. этот показатель твёрдо закрепился на уровне выше 9 млн барр./сут (см. табл. 1, рис. 1).

Как и следовало ожидать, подобный результат был достигнут за счёт трёх наиболее перспективных районов (Permian, Bakken и Eagle Ford), на долю которых пришлось более 83% всей добычи сланцевой нефти. А вот тут уже не обошлось без сюрпризов. В то время как

Табл. 2. Темпы прироста объёмов добычи сланцевой нефти по основным районам разработок США к предыдущему году, %

	2018 г.	2019 г.
Permian	+33,5%	+22,5%
Bakken	+19,6%	+8,1%
Eagle Ford	+13,4%	– 5%
Общие	+24,76%	+12,2%

* Прогноз.

Источник: EIA.

наибольший рост продемонстрировал бассейн Permian, показатели Bakken'a оказались гораздо скромнее, а Eagle Ford и вовсе чувствительно ушёл в минус (см. рис. 2, табл. 2).

На сегодняшний день именно месторождения Permian остались не только основным источником прироста добычи сланцевой нефти США, но и единственной надеждой на развитие этой отрасли

в обозримом будущем. Заметим, что в прошедшем году операторам Permian удалось повысить среднесуточную производительность почти на 54% (с 2,76 до 4,26 млн барр./сут), выйдя на рубеж, который многие отраслевые эксперты (в частности, ОПЕК) прогнозировали для них лишь на 2025–2026 гг. Однако досрочное достижение рекорда сопровождалось существенным (на 11%) снижением темпов прироста добычи по сравнению с 2018 г. Вместе с ещё более болезненным снижением данного показателя для районов Bakken и (особенно!) Eagle Ford, это представляется наглядным свидетельством ускоренного приближения «потолка» добычи, после чего она обречена на снижение. При этом максимально возможные объёмы производства могут оказаться гораздо ниже, чем это представляется восторженными сторонниками теории «сланцевой революции».

Что касается производства сланцевого газа, то оно также не внушает избыточного оптимизма (см. рис. 3, табл. 3).

Несмотря на то что по итогам 2019 г. отрасль в целом показала поступательное наращивание добычи (+11,5%), его темпы существенно замедлились. При этом из трёх основных районов разработок сланцевого газа (на долю которых приходится около 73% всей его добычи) сохранить прошлогодние показатели удалось лишь операторам Permian, в то время как Haynesville и (особенно) Appalachia продемонстрировали значительное снижение (см. рис. 4, табл. 4).

Более того, последние месяцы 2019-го и начало 2020 г. ознаменовались уменьшением объёмов газодобычи в Appalachia и Permian, что также указывает на вероятное приближение их производственных «потолков». Стоит отметить, что на долю первого из районов (условно объединяющего перспективные месторождения Marcellus и Utica)

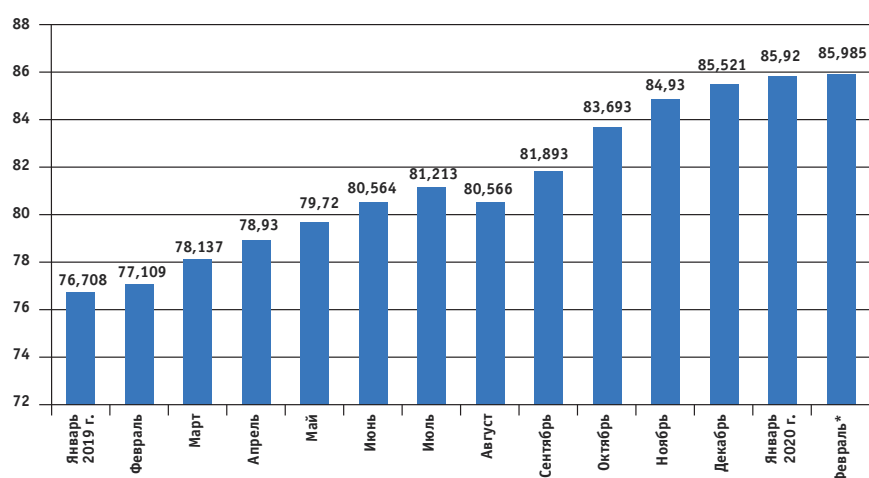
Табл. 3. Динамика добычи сланцевого газа в США по бассейнам в 2019 г., млрд ф³/сут

	Январь 2019 г.	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь 2020 г.	Февраль*
Anadarko	7,668	7,666	7,674	7,507	7,547	7,436	7,565	7,563	7,508	7,467	7,536	7,655	7,643	7,495
Appalachia	31,337	31,292	31,149	31,862	31,742	32,097	32,573	32,238	32,615	33,167	33,674	33,506	33,402	33,346
Bakken	2,594	2,727	2,801	2,716	2,764	2,956	2,999	2,942	3,0	3,042	3,086	3,115	3,174	3,178
Eagle Ford	7,046	6,885	6,907	6,853	6,883	6,818	6,846	6,748	6,747	6,891	6,879	6,844	6,843	6,804
Haynesville	9,923	10,105	10,341	10,522	11,071	11,301	11,105	11,189	11,460	11,705	11,929	11,962	12,586	12,691
Niobrara	5,177	5,256	5,406	5,580	5,544	5,497	5,578	5,566	5,648	5,555	5,556	5,575	5,639	5,633
Permian	12,968	13,178	13,859	13,890	14,169	14,459	14,547	14,620	14,915	15,866	16,270	16,864	16,633	16,838
Всего	76,708	77,109	78,137	78,930	79,720	80,564	81,213	80,866	81,893	83,693	84,930	85,521	85,920	85,985

* Прогноз.

Источник: EIA.

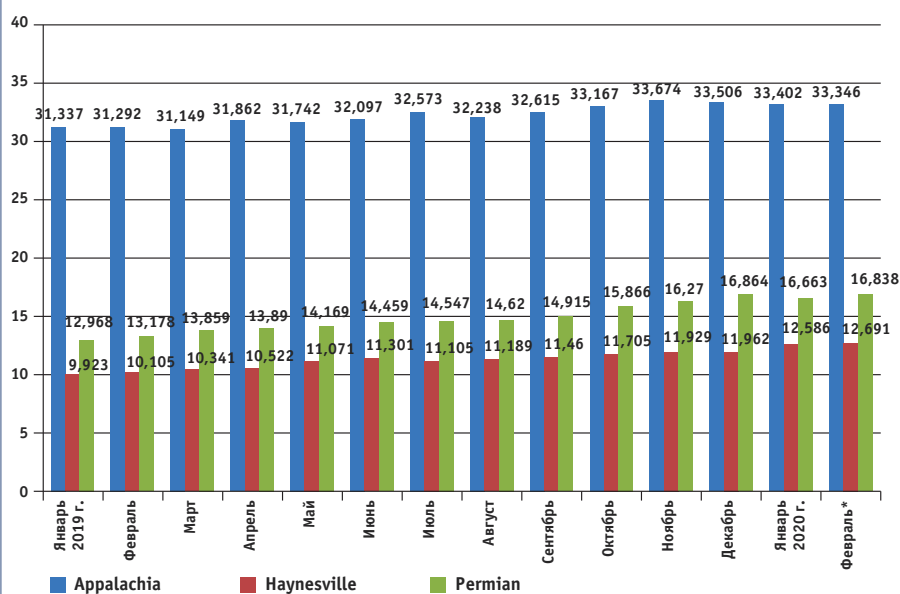
Рис. 3. Динамика добычи сланцевого газа в США, млрд ф³/сут



* Прогноз.

Источник: EIA.

Рис. 4. Динамика добычи газа по основным районам сланцевых разработок, млрд ф³/сут



* Прогноз.

Источник: EIA.

Табл. 4. Темпы прироста объёмов добычи сланцевого газа по основным районам разработок США к предыдущему году, %

	2018 г.	2019 г.
Appalachia	+17,6%	+7,0%
Permian	+30,0%	+30,0%
Haynesville	+26,6%	+20,5%
Общие	+20,0%	+11,5%

Источник: EIA.

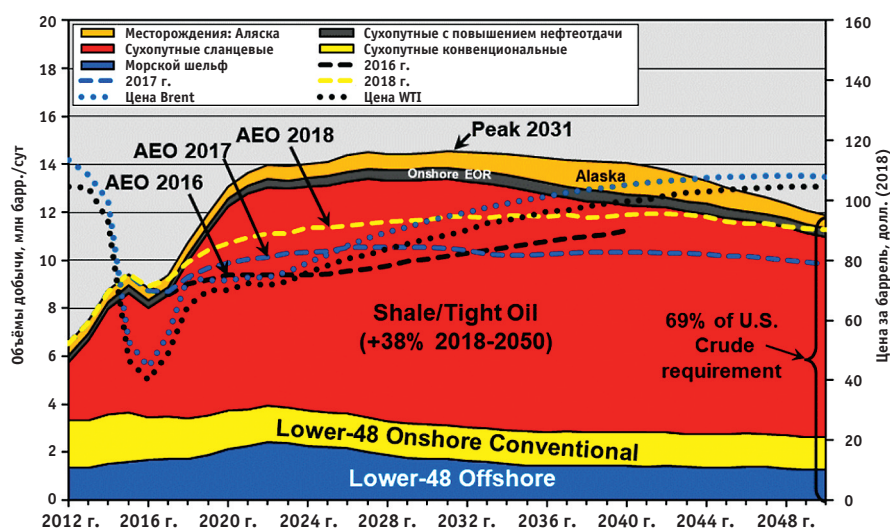
приходится почти 40% всего добываемого в США сланцевого газа, а по своему расположению (вблизи восточного побережья) он представляет наиболее перспективную базу для расширения экспорта СПГ в Европу.

Таким образом, по итогам 2019 г. американские операторы почти вдвое снизили темпы прироста добычи сланцевой нефти и газа. Заметим, что об этом свидетельствует официальная статистика Администрации энергетической информации (EIA) США, которой до недавнего времени было принято безоговорочно доверять во всём мире. Увы, практика показывает: чем оптимистичнее становятся данные и прогнозы этой почтенной организации, тем больше сомнений они вызывают. И прежде всего – в самих Соединённых Штатах.

Прогноз писали – веселились

Интересная попытка разобраться, насколько цифрам EIA можно серьёзно доверять, была предпринята исследовательским центром Post Carbon Institute в ноябре 2019-го. Объектом пристального внимания стал свежий энергетический прогноз EIA о развитии добычи углеводородов на период до 2050 г., особое внимание в котором традиционно уделялось грядущим успехам сланцевых операторов. В соответствии с этим документом, в ближайшие 30 лет производ-

Рис. 5. Прогноз добычи нефти в США до 2050 г.



Источники: Hughes GSR Inc. На основе Энергетического прогноза EIA за 2019 г.

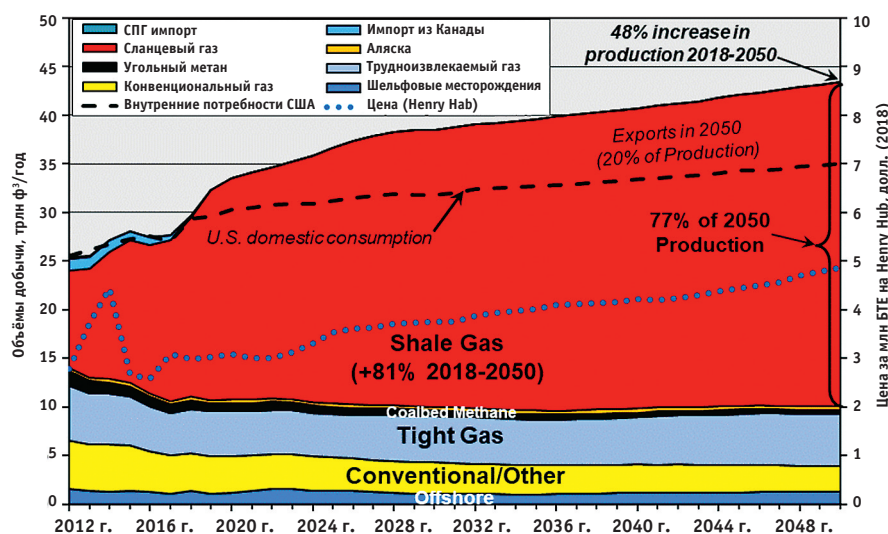
ство сланцевой нефти в США должно увеличиться почти на 40%, причём предполагается, что непрерывный рост объёмов её добычи будет наблюдаться как минимум ещё в течение десятилетия (см. рис. 5).

С учётом остальных источников «чёрного золота» достижение максимумов добычи (14,5 млн барр./сут) ожидается не ранее 2031 г., после чего она будет снижаться — до 11,8–12 млн барр./сут в 2050 г., — причём доля сланцевой нефти составит порядка 71% этих объёмов. Примечательно, что даже реализация столь обнадеживающего сценария не поможет США добиться долгожданной энергетической независимости — стране придётся импортировать почти треть нефти, необходимой для внутренних нужд.

Сланцевому же газу прогноз EIA обещает ещё более блестящее будущее, в том числе — непрерывный рост производства с 80-процентным увеличением объёмов в течение 30 лет. Ожидается, что на фоне последовательного снижения добычи «голубого топлива» из большинства других источников доля сланцевого газа достигнет 77% из 43,1 трлн ф^3 (119 млрд $\text{ф}^3/\text{сут}$), запланированных на 2050 г. (см. рис. 6).

На протяжении всего рассматриваемого периода 20% добываемого газа предполагается экспортировать, в Канаду и Мексику, причём не только на СПГ-танкерах, но и по наземным трубопроводам. Как видим, в целом картина представлялась весьма многообещающей, но...

Рис. 6. Прогноз добычи природного газа в США до 2050 г.



Источники: Hughes GSR Inc. На основе Энергетического прогноза EIA за 2019 г.

Подсчитали — проследились

Тщательно изучив данные и методику, используемые EIA, эксперт Post Carbon Institute Дэвид Хьюз пришёл к неутешительному выводу: сделанные на их основании прогнозы, мягко говоря, не вполне соответствуют действительности. А говоря точнее, потенциал 13 крупнейших месторождений сланцевых углеводородов США оказался необоснованно завышенным. При этом в девяти случаях оптимизм EIA характеризуется как «экстремальный», ещё в трёх его осторожно называют «высоким» и только в одном — среднего уровня. В частности, оценка те-

кущей производительности месторождений осуществляется специалистами EIA преимущественно по районам максимально продуктивной добычи, порой без учёта значительного (на 75–90%) снижения нефте- и газоотдачи за первые два-три года эксплуатации.

К тому же, согласно предыдущим оценкам того же EIA, в некоторых случаях ожидаемый рост производительности месторождений превышает их суммарные (доказанные + предполагаемые) запасы. В части же увеличения объёмов добычи прогноз базируется на том, что ещё до 2050 г. на всех рассматриваемых месторождениях будет разработано 100% доказанных ресурсов и большая часть предполагаемых.

Наконец, фактор денег. Для достижения предсказанных EIA объёмов добычи сланцевым операторам в ближайшие 30 лет придётся пробурить 1 млн 117 тыс.

827 новых скважин, затратив на это порядка 7,5 трлн долларов. С учётом же разработки наземных и шельфовых месторождений конвенциональных углеводородов количество требуемых скважин возрастает до 1 млн 451 тыс. 771, а цена решения вопроса — до 9,5 трлн долларов. Смогут ли американские добывающие компании позволить себе подобные расходы? Хотя в прогнозе EIA на 2020–2050 гг. заложены весьма щадящие цены на нефть (70–105 долл./барр.) и газ (3,2–4,8 долл./млн БТЕ), до их нижних кромок котировкам ещё только предстоит подняться. Судя же по реакции рынка



на новогоднее убийство генерала Сулеймани, этот процесс обещает стать долгим и мучительным (см. рис. 7).

Похоже, роковой ракетный удар по аэропорту Багдада рикошетом ударил и по сланцевым операторам США, которые и до этого находились отнюдь не в блестящем финансовом положении. Ещё 27 декабря 2019 г. Федеральный резервный банк Далласа (Техас) опубликовал любопытные данные о состоянии энергетической отрасли штата и ожиданиях операторов от нового 2020-го. Так, по итогам 2019 г. индекс деловой активности в добывающем секторе остался в отрицательной зоне (-4,2), а в сфере сервисных услуг для нефте- и газодобычи этот показатель опустился до -22,1.

По итогам же анонимного опроса вышших руководителей 170 ведущих отраслевых компаний выяснилось, что из них лишь 41% рассчитывает на безубыточную работу при котировках WTI на уровне 50 долл./барр., в то время как ещё сорока процентов для этого потребуется как минимум 55 долл./баррель. Подавляющее большинство добывающих компаний планирует свои бюджеты на 2020 г., исходя из того, что мировые цены на нефть (марки WTI) продолжат балансировать в коридоре 53–56 долл./барр., то есть окажутся на 20–24% ниже оптимистичного уровня, заложенного в прогнозы EIA.

В дополнение к этому всё возрастающие опасения вызывает непредсказуемая политика Белого дома (некоторые топ-менеджеры сланцевых операторов откровенно называют её «трюкачеством»), которая дестабилизирует рынок инвестиционного капитала, делая его всё менее доступным для добывающей отрасли. Не-

удивительно, что в сложившейся обстановке лишь чуть более трети (34%) профильных предприятий предполагают в текущем году увеличить капитальные затраты, в то время как представители 41% компаний заявили о значительном их сокращении.

ПРЕЖДЕВРЕМЕННАЯ СТАРОСТЬ – НЕ РАДОСТЬ

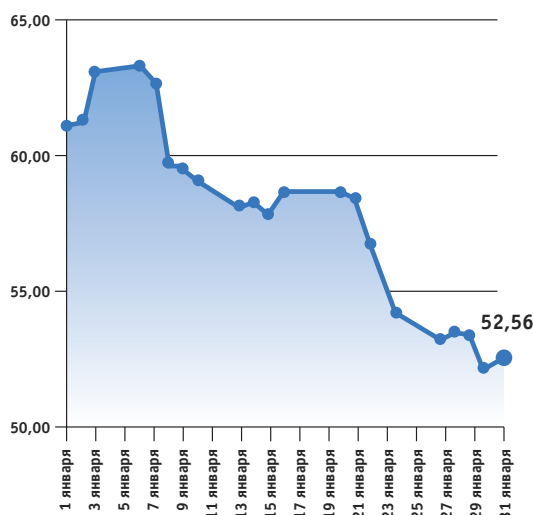
Лихорадка цен на энергоносители, которой в немалой степени способствуют действия высшего руководства США, оказалась далеко не единственной причиной для беспокойства. На практике выяснилось, что производительность новых скважин падает гораздо быстрее, чем заявляют сланцевые операторы. В конце прошлого года авторитетный Wall Street Journal опубликовал совместный с Rystad Energy анализ деятельности 29 крупнейших добывающих компаний страны, согласно которому их продуктивность по итогам 2019 г. оказалась на 15% ниже ранее заявленной. И это – только средние цифры, характеризующие слишком обнадеживающие (мягко говоря) прогнозы относительно развития «сланцевой революции».

Яркими примерами своеобразных рекордов в этой области могут служить показатели компаний Whiting Petroleum и Еpsаnа. Руководство первой в феврале 2015 г. сообщило инвесторам, что каждая из пробуренных в том году в Северной Дакоте скважин за период своей эксплуатации принесёт не менее 700 тыс. баррелей в нефтяном эквиваленте. Реальный результат к концу 2019 г. составил едва 540 тыс. баррелей, то есть почти на 23% скромнее обещанного.

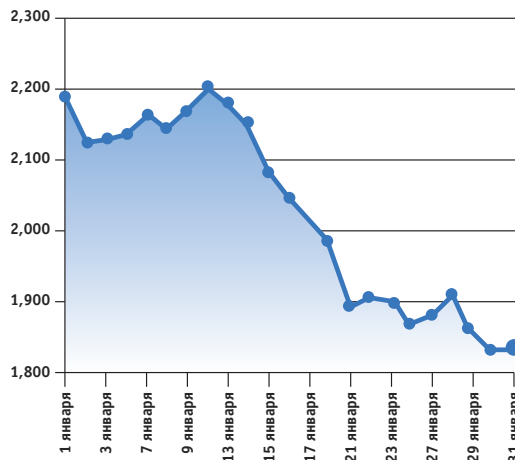
Вторая же компания в октябре 2016 г. проинформировала акционеров, что производительность каждой из новых скважин на месторождениях Eagle Ford составит порядка 580 тыс. баррелей. Вместо этого к началу 2020-го из-

Рис. 7. Динамика котировок нефти и газа в январе 2020 г.

а) Динамика котировок нефти марки WTI, долл./барр.



б) Динамика котировок природного газа, долл./млн БТЕ



Источники: OilPrice.com

влечь удалось лишь около 345 тыс. баррелей, или на 40% меньше ожидаемого.

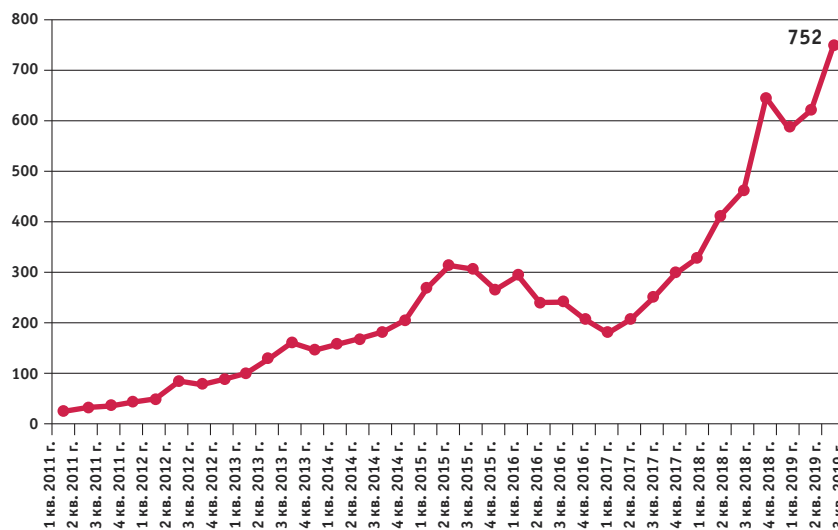
Специалисты Rystad Energy особо отмечают, что в 2018 г. разрыв между декларируемой и реальной производительностью составлял «всего лишь» около 10%. Таким образом, по мере увеличения количества скважин (без чего рост добычи углеводородов из сланцевых пластов представляется по определению невозможным) существенно возрастает и скорость их «старения». Иными словами, вкладывая всё больше средств своих акционеров в бурение новых скважин, нефтегазовые компании получают всё меньшую отдачу. Согласно подсчётам экспертов Rystad и WSJ, при сохранении подобной тенденции на протяжении ближайших 30 лет сланцевые операторы «не добавят» стране порядка 1,4 млрд баррелей нефтяного эквивалента на сумму около 60 млрд долларов в текущих ценах. Это ещё один фактор риска, который явно не учитывает в своих прогнозах EIA.

БОЛЬШЕ ГАЗА – МЕНЬШЕ НЕФТИ?

По-прежнему нерешённым остаётся вопрос утилизации попутного природного газа на нефтяных сланцевых разработках. По мере увеличения его содержания в общем потоке извлекаемых углеводородов и при недостатке трубопроводных мощностей это превращается в настоящую проблему для нефтедобывающих компаний. Им остаётся либо избавляться от «непрофильного» и слишком дешёвого для дальнейшей реализации продукта, либо снижать и даже приостанавливать добычу нефти на перспективных месторождениях. Выбор невелик: «лишний» газ либо потихоньку сжигается в атмосферу (усугубляя парниковый эффект щедрой добавкой чистого метана), либо просто сжигается, бескорыстно обогащая окружающую среду двуокисью углерода. Оба способа абсолютно неэкологичны, однако они гораздо больше устраивают операторов, нежели третий – доплачивать за удаление сопутствующего газа, увеличивая тем самым стоимость каждого добытого барреля нефти. Забавно, что в данном случае экология в США безоговорочно подчинилась экономике: объёмы сжигаемого и (особенно) сжигаемого газа растут из года в год, не вызывая ощутимых протестов ни у государственных природоохранных ведомств, ни даже у «независимых» экоактивистов (см. табл. 5).

Таким образом, за 2018 г. в атмосферу (в виде метана или CO₂) было отправлено почти столько же «голубого топлива»,

Рис. 8. Объёмы сопутствующего природного газа, сжигаемого и срамливаемого в атмосферу на месторождениях Permian, млн ф³/сут



Источник: Rystad Energy.

Табл. 5. Динамика роста объёмов сжигаемого и срамливаемого попутного газа в США, млрд ф³/г.

	2017 г.	2018 г.	%
Техас	123	238	+93,5%
Северная Дакота	88	147	+67%
США в целом	282	468	+66%

Источник: EIA.

Табл. 6. Проекты сооружения трубопроводов для транспортировки газа из бассейна Permian

Название проекта	Производительность, млрд ф ³ /сут
Gulf Coast Express	1,92
Permian Highway	2,0
Whistler	2,0
Permian 2 Katy	2,0
Pecos Trail	1,85
Bluebonnet Market Express	2,0
Permian Global Access	2,0
Lockridge Extension	0,5
Nothern Delaware basin expansion	0,32
Всего	14,59

Источник: S&P Global Market Intelligence.

сколько его добывалось за неделю на всех сланцевых месторождениях страны. Официальная статистика по данному показателю за прошедший год пока ещё недоступна широкой публике, но априори можно предположить, что газа было сжато и сожжено ещё больше: ведь добыча сланцевой нефти в 2019 г. увеличилась почти на 1 млрд барр./сут. Крас-

норечивым свидетельством этого является печальная статистика «расправы» с попутным газом в бассейне Permian – неизбежная расплата за динамичный рост добычи нефти (см. рис. 8).

На этом фоне недавние заявления президента США Дональда Трампа о том, что он озабочен проблемой защиты окружающей среды и лично привержен «чистейшему воздуху», звучат довольно забавно. Впрочем, американскому лидеру нельзя отказать в железной логике, особенно когда одновременно он называет экологических активистов «наследниками вчерашних дураков». Ведь из девяти трубопроводов для транспортировки попутного газа с месторождений Permian пока заработал только один – Gulf Coast Express (с конца сентября 2019 г.). Судьба же остальных остаётся весьма туманной (см. табл. 6).

Так, сроки запуска трубопровода Permian Highway перенесены на конец 2020 г., Whistler и Lockridge Extension – на лето и позднюю осень 2021-го. Старт проекта Permian 2 Katy отложен на неопределённый срок, а строительство Pecos Trail рискует так и не начаться. Тем временем операторы Permian вынуждены по-прежнему жечь и сжигать в атмосферу «ненужный» газ в тщетных попытках сохранить темпы прироста добычи нефти.

Похоже, теперь уже и «сланцевая революция» начинает пожирать своих детей, а её неизбежный конец может оказаться гораздо ближе, чем об этом размышляет «независимый» западным массмедиа...



XVII СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ • ВЫСТАВКА • **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО**

НЕФТЬ
ГАЗ
ЭНЕРГО 2020

**25 - 27
МАРТА**

- Добыча нефти и газа
(технологии и оборудование)

- Геология, геофизика

- Сейсмическое оборудование
и услуги

- Транспортировка, переработка
и хранение нефти,
нефтепродуктов и газа

- Трубы и трубопроводы,
инструменты и др.



ARMA DA
КОНЦЕССИОНАРИ

ОРЕНБУРГ

7 галерея

Зал «Неплюев»
Шарлыкское шоссе, 1/2

ООО «УралЭкспо»

(3532) 67-11-03, 67-11-04, 45-31-31

uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

Цифровой путь в будущее

Российские ВИНК активно реализуют программы цифровой трансформации своего бизнеса

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Сегодня, когда цены на нефть находятся далеко не на самом высоком историческом уровне, обостряется конкуренция между производителями «чёрного золота». И победителем в этой конкурентной борьбе окажется тот, кто сможет эффективно обеспечить имеющийся спрос на энергоресурсы с минимальными издержками. Добиться этого можно только за счёт применения новейших технологий – в первую очередь цифровых.

Цифровые технологии способны значительно повысить эффективность бизнеса, сократить объём выполняемых производственных операций и, соответственно, уменьшить операционные расходы игроков нефтегазового рынка.

Кроме того, они обеспечивают безопасность персонала и минимизацию вредного воздействия на окружающую среду, что также крайне важно в современных условиях.

К сожалению, в области цифровизации отечественные нефтегазовые компании несколько отстали от своих западных коллег. Но сегодня они наверстывают упущенное, реализуя программы цифровой трансформации. Важность этой задачи осознают и российские власти.

ЗАЧЕМ НУЖНА ЦИФРА?

Как отмечали эксперты компании Vygon Consulting в исследовании «Цифровая добыча нефти: тюнинг для отрасли» (2018 г.), цифровые решения в отечественном НГК начали применяться с приходом в страну пионеров внедрения цифровых технологий – Shell и BP. Первый проект по оснащению всего фонда скважин системами удалённого мониторинга и управления («умные месторождения») был реализован в 2008 г. на Салымской группе месторождений. Спустя 10 лет в России уже насчитывалось порядка 40 таких проектов, включая пять газовых. Их суммарная добыча составляла 140 млн т, или 27% от общего производства нефти в стране.

Как подчёркивает Vygon Consulting, интеллектуальными являются все действующие шельфовые проекты России (месторождения Кравцовское, им. Корчагина, им. Филановского, сахалинские СРП). Также приоритетными активами для внедрения цифровых решений стали основные разрабатываемые месторождения традиционных регионов добычи – Приобское, Самотлорское, Тевлинско-Русскинское, Ромашкинское – и крупнейшие гринфилды – Ванкорское, Новопортовское.

Вместе с тем, как отмечают эксперты, ещё не до конца решён вопрос с терминологией: непонятно, какие активы можно считать «интеллектуальными» и «цифро-

выми». Сегодня базовая система автоматизации процессов внедрена в большинстве крупных нефтегазовых компаний России. Однако имеющиеся АСУ зачастую предусматривают ручной ввод данных и ручное управление. Цифровизация же, по мнению экспертов, это более комплексное явление. Во-первых, она предполагает снижение до минимума неавтоматизированного сбора данных и анализа. Во-вторых, необходимо формирование единой системы управления процессами в целом по компании или блоку, а не только на отдельном месторождении или группе процессов. В-третьих, должны внедряться новые прорывные технологии, то есть элементы Индустрии 4.0.

Какой же экономический эффект может дать цифровизация? По оценке Vygon Consulting, минимальным он будет для новых крупных проектов на суше и континентальном шельфе. Большая часть из них уже вводится как интеллектуальные месторождения, поэтому влияние цифровых технологий здесь уже учтено. Эффект цифровизации для трудноизвлекаемых запасов будет зависеть от наличия промышленных технологий их разработки. Так, решения для разработки низкопроницаемых коллекторов, тюменской свиты и высоковязкой нефти уже опробованы в США и Канаде. Необходимо лишь адаптировать их под российские особенности. И цифровизация позволит ускорить данный про-

цесс. В результате повысится проектный КИН таких активов – с текущего уровня 25–30% до среднего по России – 36%. Для эксплуатации сланцевых формаций (баженновская и хадумская свиты, доманиковые отложения) в мире нет готовых технологий. Поэтому цифровые решения в данном случае будут стимулировать создание новых технологий разработки.

Кроме того, цифровые технологии позволяют увеличить точность моделирования и прогнозирования, что повысит коэффициент подтверждения рентабельно извлекаемых запасов. В результате за счёт роста данного коэффициента и увеличения КИН потенциальный дополнительный прирост запасов нефти категорий АВ₁В₂ в России составит до 7 млрд т. Причём 40% данного прироста будет приходиться именно на ТРИЗ.

Как отмечают специалисты Государственного университета управления (Москва), системы интеллектуальных месторождений дают компаниям возможность оптимизировать производственный процесс и повысить продуктивность добычных скважин. Эта цель достигается за счёт объединения в единую информационную систему оборудования и производственных цехов со встроенными датчиками (промышленный Интернет вещей), позволяющими считывать и анализировать информацию в режиме реального времени. На основе анализа больших данных (Big Data) возможно прогнозировать сроки истощения добычных скважин, выбирать оптимальный режим бурения, а также осуществлять предикативное сервисное обслуживание оборудования, что минимизирует затраты на ремонт. Создание цифровых двойников месторождений и осуществление дистанционного мониторинга позволяет централизованно управлять значительным количеством добычных скважин.

В итоге цифровые технологии помогают нефтегазовым компаниям расширять сырьевую базу; увеличивать объёмы добычи сырья; обеспечивать безопасность, сводя к минимуму количество аварийных ситуаций; оптимизировать затраты.

В ПОЛЕ ЗРЕНИЯ ВЛАСТЕЙ

Значимость «цифры» для НГК прекрасно понимают и в Правительстве РФ. В 2017 г. была принята национальная программа «Цифровая экономика Российской Федерации». На её основе Минэнерго разработало ведомственный проект «Цифровая энергетика». Он направлен на преобразование энергетической инфраструктуры страны посредством внедрения цифровых техно-

логий и платформенных решений. В рамках данного проекта планируется систематизировать уже полученный опыт внедрения цифровых решений, совместно с компаниями ТЭК и экспертным сообществом сформировать целевое видение цифровизации, а также базовые требования к внедряемым решениям. В период до 2024 г. проектом предусмотрено проведение ряда мероприятий по четырём направлениям.

Ключевым направлением является создание условий для разработки и развития цифровых сервисов и решений. В его рамках предполагается выстроить систему управления, координации и мониторинга цифровой трансформации ТЭК России, обеспечить единую информационную среду. Это позволит сделать взаимодействие государства, компаний ТЭК и потребителей максимально удобным и защищённым.

Также проектом предусмотрена реализация трёх направлений по цифровизации отдельных секторов ТЭК – электроэнергетики, нефтегазового комплекса и угольной промышленности. Планируются разработка и корректировка законодательно-нормативной базы, отбор и реализация пилотных проектов.

В 2019 г. осуществлялась разработка Концепции цифровой трансформации ТЭК на среднесрочный (2024 г.) и долгосрочный периоды (2035 г.). Данный документ содержит различные сценарии и прогнозы развития цифровых технологий в ТЭК и приоритетные направления цифровой трансформации, а также закладывает основу для формирования единого информационно-технологического пространства российской энергетики.

Ещё одной мерой стало создание в 2019 г. Совета по цифровой трансформации отраслей ТЭК под председательством министра энергетики А. В. Новака. Данный Совет призван обеспечить выработку единой позиции и ключевых решений по вопросам цифровизации. Первое заседание Совета прошло в ноябре прошлого года на базе инновационного центра «Сколково». Подводя итоги мероприятия, А. Новак поручил специально созданной в рамках Совета рабочей группе до конца I квартала 2020 г. завершить разработку Концепции цифровой трансформации ТЭК и представить её проект на рассмотрение. Он особо подчеркнул, что для достижения поставленных целей необходим системный, комплексный подход и солидарная позиция всех заинтересованных сторон.

Также в 2019 г. ведущие компании ТЭК при участии Минэнерго создали центры компетенций в электроэнергетике, нефтегазовой отрасли и угольной промышлен-

ности. Их основные задачи – определение направлений и приоритетных технологий, выявление нормативных и технологических барьеров для их внедрения, а также разработка «дорожных карт» цифрового развития.

«Следующие 10 лет пройдут под знаком конкуренции в мире. За последние 10 лет точка безубыточности сланцевой добычи упала с 70–80 до 25–45 долларов за баррель. То есть гигантский пласт “добычников” с потенциалом 15–20 млн барр./сут неожиданно переместился с верха кривой предложения в самый её низ. Мы (Россия. – Ред.) сейчас находимся в диапазоне 15–30 долларов за баррель по традиционным запасам. Но новые запасы (в Арктике, на Таймыре, ТРИЗ) находятся в диапазоне 40–80 долларов. То есть у нас есть запасы, которые будут вышибаться с рынка в случае обострения конкуренции. И вот здесь как раз цифровизация... позволит нам гораздо больше наших ресурсов переместить в самый низ на кривой предложения. При этом каждая компания будет выбирать свой путь – где ей сделать фокус», – отметил заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин, выступая в 2019 г. в рамках Российской энергетической недели.

При этом замминистра проводит интересную аналогию. Сегодня одним из примеров высокотехнологичной компании в России стал Сбербанк. Однако, как замечает П. Сорокин, на одном цифровом месторождении генерируется и обрабатывается больше информации, чем в большей части отделений традиционного банка. И сегодня нефтегазовому комплексу нужны технологические прорывы не в меньшей степени, чем банковской сфере. *«Чем меньше мы уделяем внимания технологическому развитию, тем больше отстаём. В текущей геополитической обстановке у нас нет времени навёрстывать это отставание. Всё надо делать уже сейчас, а не в будущем»,* – подчеркивает замминистра.

ЦИФРОВАЯ СТРАТЕГИЯ «РОСНЕФТИ»

Каковы же реальные успехи компаний нефтегазового комплекса в области цифровизации? «Роснефть», крупнейший игрок отечественной нефтяной отрасли, в 2017 г. приняла новую стратегию, рассчитанную до 2022 г., и в этом документе цифровизация обозначена как одно из ключевых направлений роста.

«Важным элементом Стратегии является цифровизация и ускоренное технологическое развитие во всех областях деятельности компании, прежде всего, за счёт ускоренного тиражирования апробирован-

ных цифровых решений. Реализуемые программы «Цифровое месторождение», «Цифровой завод», «Цифровая цепочка поставок», «Цифровая АЗС» позволят перейти на качественно новый уровень современного информационного бизнеса, повысить надёжность и экономичность производств, сократить потери. Фокус на внедрении цифровых технологий позволит повысить прозрачность, управляемость и скорость принятия решений по всей производственной цепочке компании, а также укрепить основу развивающейся цифровой экономики в России», – отмечают в компании.

В рамках Стратегии-2022 утверждён комплексный план ускоренной цифровизации, состоящий из отдельных программ по бизнес-блокам. Была создана система управления, включающая коллегиальные органы по цифровизации блоков «Разведка и добыча», «Газ», «Нефтепереработка», «Нефтегазохимия», «Коммерция и логистика», «Розничные продажи», «Служба снабжения». Определены общества группы, которые выступают полигонами апробации цифровых решений.

Согласно Стратегии-2022, цифровизация позволит снизить удельные операционные затраты на 2–3% в год, к концу рассматриваемого периода сократить сроки бурения на 5%, повысить эффективность КРС на 20% и заместить не менее 100% добываемых жидких углеводородов. В результате «Роснефть» может к 2022 г. достигнуть объёма добычи в 250 млн т в год.

Как же эти цели реализуются на практике? В 2018 г. на базе внутреннего ИТ-интегратора «Роснефти» – компании «СИБИНТЕК» – сформированы компетенции по сквозным цифровым технологиям. Кроме того, были созданы Центр цифровой трансформации и Цифровой кластер, являющиеся ключевыми механизмами реализации цифровых программ. В ноябре прошлого года «Роснефть» также сообщила о том, что в компании введена единая интегральная должность вице-президента по информатизации, инновациям и локализации, которую занял Андрей Шишкин.

В мае 2019 г. «Роснефть» сообщила о запуске в опытно-промышленную эксплуатацию информационной системы «Цифровое месторождение». Она была реализована на базе Илишевского месторождения одной из «дочек» компании – «Башнефтью». В «Роснефти» отмечают, что этот проект впервые в отрасли охватывает все основные процессы нефтедобычи и логистики. Ключевые производственные объекты на месторождении были переведены на «цифру» – механизированный фонд скважин,

трубопроводный транспорт, система подготовки нефти, объекты энергетики.

Данная система включает в себя следующие технологии:

- технологию 3D-визуализации, которая создаёт эффект присутствия, позволяет учитывать специфику производственных объектов и особенности ландшафта. В режиме реального времени отображаются параметры объектов и информация о технологических отклонениях. При необходимости осуществляется удалённое управление технологическими объектами;

- систему «цифровых двойников» – виртуальных аналогов производственных объектов, которые моделируют внутренние процессы, технические характеристики и функционирование объектов на месторождении;

- мобильные цифровые устройства нового поколения с передачей данных на основе промышленного Интернета вещей для обеспечения безопасности работников – «умные» каски, газоанализаторы, датчики окружающей среды, датчики пульса и местоположения;

- систему мониторинга трубопроводного транспорта, в режиме реального времени информирующую о выполнении регламентных обходов трубопроводов и потенциально опасных участках;

- систему мониторинга подготовки нефти, которая прогнозирует потенциальные отклонения в технологическом режиме работы оборудования, что даёт возможность своевременно организовать компенсирующие мероприятия;

- систему управления заводнением нефтяного пласта, которая анализирует эффективность закачки жидкости и выдаёт рекомендации для удалённого управления системой поддержания пластового давления;

- систему мониторинга энергетики, позволяющую контролировать состояние энергетических объектов, загрузку электрических сетей, осуществляющую непрерывный мониторинг удельного расхода электроэнергии, определяющую возможности повышения энергоэффективности добычи нефти.

В компании ожидают, что внедрение цифровых технологий на Илишевском месторождении позволит добиться существенного роста производственных показателей и экономического эффекта. Количество дистанционно управляемых объектов увеличится почти на 60%, энергоэффективность процессов добычи повысится на 5%, логистические издержки снизятся на 5%. За счёт масштабирования этих технологий в рамках «Башнефти» компания рас-

считывает получить дополнительно порядка 1 млн т нефти и экономический эффект в размере около 1 млрд рублей в год.

Цифровизируется не только добыча, но и корпоративный блок геологоразведки. Так, в октябре 2019 г. было объявлено о том, что специалисты ООО «РН-БашНИПИнефть» и ООО «ТННЦ» (входят в корпоративный научно-проектный комплекс «Роснефти») запустили проект по созданию корпоративного петрофизического программного комплекса для обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) «РН-Петролог». Планируется, что данное программное обеспечение позволит снизить санкционные риски, связанные с использованием зарубежного ПО в области обработки и анализа геофизических и петрофизических данных.

В концепцию «РН-Петролог» заложены алгоритмы, соответствующие актуальным трендам цифровой петрофизики и интеллектуального анализа данных («большие данные», «машинное обучение»). Глубокая автоматизация рутинных процедур (гармонизация, нормировка, увязка каротажных данных), программируемые интеллектуальные модели принятия решений (цифровые помощники для специалиста-интерпретатора), современные алгоритмы обработки данных – всё это позволит повысить эффективность петрофизического сопровождения геологоразведки и разработки нефтегазовых месторождений.

Внедрение промышленной версии «РН-Петролог» запланировано на 2022 г. К этому моменту специалисты «Роснефти» разработают основную функционал, позволяющий обеспечить петрофизическую поддержку процессов разведки, разработки и мониторинга месторождений.

«Цифра» активно внедряется и в сферу нефтепереработки. Концепция «Цифровой завод» предусматривает использование современных технологий, которые позволяют удалённо, в режиме реального времени контролировать состояние критически важного оборудования, собирать и анализировать весь массив данных, вести систему учёта.

До 2024 г. на заводах компании планируется внедрить более 80 систем усовершенствованного управления технологическим процессом. Намечается внедрение таких решений, как система цифровых двойников, трёхмерная, виртуальная и дополненная реальности.

Для проведения мониторинга и съёмки объектов на НПЗ будут широко применяться дроны и специальные роботизиро-

ванные системы. А контроль за здоровьем персонала обеспечат умные браслеты и другие мобильные устройства.

В Рязанской нефтеперерабатывающей компании в 2018 г. уже началась реализация пилотного проекта по использованию системы предиктивной аналитики состояния оборудования. В компании рассчитывают, что система позволит оптимизировать затраты на его техническое обслуживание и ремонт.

На НПЗ «Башнефти» в рамках реализации цифровой программы созданы обучающие тренажёры виртуальной и дополненной реальности, действует цифровая система контроля утечек, мониторинга и расчёта коррозии и анализа глобальной динамической оптимизации производства.

ЦИФРОВОЙ ЛИДЕР

Подлинным технологическим лидером нефтегазовой отрасли, демонстрирующим значительные успехи в области цифровизации, в последние годы стала «Газпром нефть». Как отмечают в компании, внедрение технологий четвёртой промышленной революции позволяет решить множество задач, в частности улучшение взаимодействия с клиентами, сокращение сроков реализации крупных проектов, переход на управление всей цепочкой создания стоимости (а не отдельными элементами), повышение уровня производственной безопасности за счёт отказа от использования труда людей на опасных участках. Сегодня компании реализует более 500 цифровых инициатив.

«Те инструменты, которые даёт новая промышленная революция, способны помочь нам в достижении новых целей. Но полностью воспользоваться ими будет невозможно, если использовать старые подходы к работе, процессы и принципы построения организации, которые создавались для предыдущего технологического уклада. Без трансформации нас обгонят конкуренты», – отмечает председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков.

В 2014 г. в компании была принята Технологическая стратегия, подразумевавшая, помимо всего прочего, цифровую трансформацию бизнеса. В рамках её выполнения к концу 2019 г. было осуществлено 27 проектов, из которых 16 стали успешными. Была получена существенная отдача на вложенные инвестиции. Так, по успешным проектам коэффициент доходности составил около 5, а в целом по портфелю проектов данный показатель превысил 2. Суммарный экономический эффект

от 27 завершённых проектов равнялся 2,5 млрд рублей. В качестве примера уже завершённых проектов директор Дирекции технологического развития «Газпром нефти» Алексей Вашкевич приводит поиск зон осложнений методами геомеханики (экономический эффект – 0,4 млрд рублей), оптимизацию конструкции скважин за счёт продвинутой геонавигации на Царичанском месторождении (0,9 млрд рублей), бурение на депрессии (1 млрд рублей).

В 2019 г. Технологическая стратегия «Газпром нефти» была обновлена. Её основным фокусом стало освоение трудноизвлекаемых запасов и ресурсов нетрадиционной нефти, развитие в Арктике, повышение нефтеотдачи на уже эксплуатируемых месторождениях. Безусловно, важнейшим акцентом новой техстратегии является внедрение цифровых решений. Они разделены на три блока – геологоразведку, добычу и запуск новых проектов.

В области геологоразведки благодаря «цифре» планируется на 30% сократить длительность ГРП, уменьшить удельные затраты и увеличить прирост запасов на единицу затрат. В сфере добычи внедрение цифровых технологий позволит увеличить производительность труда на 25%, снизить Lifting Costs на 5% и нарастить добычу на 3%. Сроки реализации проектов сократятся на 40% (для первой нефти – на 50%), повысится эффективность работы на ранних этапах обустройства месторождений.

Компания создаёт сеть технологических центров. Так, в Санкт-Петербурге действуют три из них – Научно-технический центр, Центр управления бурением «Геонавигатор» и Центр управления проектами. В Ханты-Мансийске расположены два – Центр управления добычей и Технологический центр «Баженов». Ещё три находятся в Тюмени – Центр управления добычей, Центр управления проектами и Центр управления бурением. Принято также решение о строительстве к 2022 г. в Тюмени нового Центра исследования пластовых систем.

«Газпром нефть» реализует целый ряд масштабных программ в области цифровизации. Вот лишь некоторые из них.

Когнитивный геолог. На самых ранних стадиях освоения месторождения, когда необходимо решить, каковы шансы обнаружить промышленные запасы нефти и достаточны ли они для того, чтобы начинать разработку, данных о геологическом объекте очень мало. Поэтому на оценку актива, поиск неочевидных связей в массе разрозненной информации сегодня уходит от года до двух лет, 70% из которых тратится на рутинные операции, связанные с пред-

варительной обработкой данных. С такой работой искусственный интеллект справляется гораздо лучше человеческого. Машина может намного быстрее проанализировать большее количество вариантов и дать чёткую математическую оценку вероятности успеха в том или ином случае.

Самообучающаяся модель геологического объекта, которую планируется создать в рамках проекта «Когнитивный геолог», будет математически обрабатывать всю существующую исходную информацию и выдавать конечный результат, оценивать вероятность правильности ответов. За счёт этого время, необходимое на интерпретацию геологических данных, предполагается сократить примерно в шесть раз, то есть до двух месяцев. При этом должна заметно вырасти и уверенность в правильности прогноза.

Когнитивный инжиниринг. Ещё одна сфера, где искусственный интеллект эффективнее обычного, – формирование схемы разработки месторождения. Несколько команд специалистов по геологии и разработке, бурению, технологиям добычи, обустройству, стоимостному и экономическому анализу занимаются концептуальным проектированием крупного месторождения порядка двух лет, а результат ограничивается несколькими возможными вариантами. А машинный интеллект перебирает огромное количество различных сочетаний моделей скважин, схем кустования, систем нефтесбора и нефтеподготовки, оценивает их совместимость и экономику. За счёт этого уже сегодня выбор увеличился с нескольких до тысячи вариантов с чётко оцифрованными плюсами и минусами, а срок прохождения этапа уменьшился с двух лет до шести месяцев.

В перспективе планируется за счёт включения в процесс оценки различных ограничений (таких, например, как доступ к ресурсам, сроки, финансовые возможности) получать схему разработки, приближённую к идеальной с точки зрения реализации.

Центр управления бурением «Геонавигатор». Доля высокотехнологичных скважин в общей программе бурения «Газпром нефти» превысила 60%. Контроль строительства практически всех таких объектов сегодня дистанционно ведётся из Центра управления бурением «ГеоНавигатор» (ЦУБ), расположенного в Санкт-Петербурге. Основываясь на геологической модели, команды специалистов проводят бур на глубине 2–3 км по пласту толщиной всего в 2–3 м. Изменения конфигурации продуктивного горизонта отслеживаются



«Газпром нефть»

с помощью датчиков, установленных на буровом инструменте.

Сегодня эта система совершенствуется за счёт применения технологий Индустрии 4.0. Так как датчики расположены в 17 м от долота, информация об отклонении траектории скважины от плановой до ЦУБ с задержкой в 20–30 минут. Обучаемая математическая модель по таким параметрам, как нагрузка на буровом инструменте, сопротивление, температура, вибрация, скорость проходки, делает вывод об изменениях условий в самой дальней точке скважины в режиме реального времени. Точность прогноза искусственной нейросети уже превышает 80%, и этот показатель растёт благодаря постоянному обучению модели, которая в будущем позволит технологам превентивно прогнозировать возможные нештатные ситуации, определять оптимальные режимы работы оборудования.

Цели на более далёкую перспективу – научить искусственный интеллект определять в реальном времени продуктивность пласта, выдавать рекомендации об оптимальной траектории строительства скважины и даже оценивать экономическую эффективность разбуривания конкретного горизонта.

Центр управления добычей в «Газпромнефть-Хантосе». Это пример абсолютно нового подхода к управлению активом. С помощью цифровых технологий решения по повышению эффективности отдельных производственных процессов добычи объединены в единую интегрированную среду. Это позволяет комплексно управлять эффективностью всего предприятия.

Технологическая основа работы ЦУД – цифровые двойники, прототипы реальных

объектов и целых систем, созданные в виртуальной среде. Первой цифровому дублированию подверглась система механизированного подъёма жидкости. В математическую модель были включены все элементы производственного комплекса – от скважины до сдачи нефти: погружные и дожимные насосы, системы нефтесбора и нефтеподготовки, резервуарный парк.

Расхождения параметров работы реального оборудования с идеальным режимом, который воспроизводит модель, позволяют выявлять нештатные ситуации в самом начале их развития, превентивно оценивать работу системы в случае изменения её конфигурации (например, добавление в систему нового куста скважин или выключение одного из дожимных насосов), подбирать оптимальные режимы функционирования элементов всего комплекса.

«Цифровой двойник» передаёт задания на проведение геолого-технологических мероприятий на скважинах в другую информационную систему – «ЭРА.Ремонты», – которая автоматизирует процесс управления текущими и капитальными ремонтами скважин – от приоритезации задач с учётом изменения состояния фонда скважин и целевых параметров (например, максимизации добычи нефти или минимизации перемещения оборудования) до формирования схемы движения ремонтных бригад.

Информация, которую собирают «Цифровой двойник», «ЭРА.Ремонты» и другие системы «Газпромнефть-Хантоса», аккумулируется в Центре управления добычей и может быть визуализирована как на рабочих местах специалистов, так и на видеостене. Это позволяет мультифункциональ-

ной команде принимать оптимальные производственные решения и отслеживать их качественное исполнение.

В феврале нынешнего года «Газпром нефть» стала победителем крупнейшего российского конкурса в сфере информационных технологий Global CIO. Сразу три проекта компании – впервые за всю историю существования конкурса – были признаны, по мнению сообщества IT-директоров России, проектами года.

Так, проект «Внедрение интеграционной платформы» на базе технологий ESB и API management победил в номинации сервисных решений для бизнеса. Инновационный подход позволяет объединить все информационные платформы дирекции региональных продаж «Газпром нефти» и обеспечить автоматизированный обмен данными с минимальными трудозатратами.

Лучшим проектом в сфере импортозамещения стало решение для сбора, хранения и обработки данных по технологии «in-memory» в режиме реального времени. Внедрение высокопроизводительных распределённых систем – собственной разработки специалистов «Газпром нефти» – позволило значительно повысить скорость подготовки аналитической отчётности внутри компании.

Третьим лучшим проектом по оценке экспертов Global CIO стало «Умное озеро данных», отмеченное в номинации «Аналитические решения и Big Data». Это первая в России комплексная платформа, включающая компоненты обработки, хранения и анализа данных (Data Lake и хранилище данных), лабораторию продвинутой аналитики (Data Science), работающие в тесной интеграции с компонентами системы управления данными (Data Governance). «Умное озеро данных» создаёт гибкую инфраструктуру для различных задач анализа и системного улучшения качества данных, что позволяет оперативно разрабатывать и внедрять персонализированные клиентские решения для повышения операционной эффективности сети АЗС «Газпром нефти» и других бытовых предприятий.

РОБОТ ЧЕЛОВЕКА НЕ ЗАМЕНИТ

По пути цифровой трансформации идёт и «ЛУКОЙЛ». В 2018 г. компания оценила экономический эффект двухлетнего тестирования цифровых пилотных проектов на своих месторождениях более чем в 3,5 млрд рублей. Поэтому в планах компании – уделять существенное внимание данному направлению.

Тогда же, в 2018-м, была утверждена программа цифрового развития (Информационная стратегия Группы «ЛУКОЙЛ»), выполнение которой во многом позволит достичь стратегических целей компании. Разрабатываются цифровые инициативы по четырём направлениям – «Цифровой двойник», «Цифровой персонал», «Роботизация рутинных процессов» и «Цифровая экосистема».

В рамках инициативы «Цифровой двойник» планируется развивать технологии «интеллектуального месторождения» (в сегменте «Геологоразведка и добыча») и «цифрового завода» (в сегменте «Переработка и сбыт»).

В сфере нефтепереработки с помощью цифровизации планируется обеспечить гибкое реагирование на изменения спроса, эффективную загрузку мощностей, производственно-технологическую безопасность и повышение производительности труда.

В сегменте электроэнергетики цифровые инициативы будут способствовать повышению эффективности и надёжности генерирующего оборудования, точности контроля потерь и предотвращению нештатных ситуаций.

Корпоративная система нефтепродуктообеспечения получит дополнительные возможности для повышения клиентоориентированности и сохранения качества продукции.

Инициатива по роботизации носит сквозной характер и предполагает автоматизацию простых операций с помощью роботов, переход от труда с участием человека к автоматизированному.

В рамках инициативы «Цифровой персонал» планируется обучение работников использованию современных цифровых устройств в целях увеличения производительности труда. В программу также включены планы по цифровизации процессов охраны труда и экологической безопасности. Например, интеллектуальные системы мониторинга (машинное зрение) станут автоматически выявлять на объектах рабочих без касок или спецодежды.

Цифровые технологии также планируется использовать для оптимизации цепочки поставок, повышения скорости, качества и гибкости производственных процессов.

«Мы постоянно взаимодействуем с ведущими компаниями IT-рынка и, когда готовились к созданию нашей программы цифровизации, провели целый ряд мероприятий с участием крупнейших консалтинговых компаний, – отмечал в 2019 г.

начальник департамента обеспечения добычи нефти и газа компании Азат Хабибуллин. – По результатам российского и зарубежного опыта мы сформулировали перечень инициатив по внедрению технологий, направленных на достижение целевых задач. Одной из основных составных частей программы является наиболее обсуждаемое в промышленности направление – цифровой двойник».

В «ЛУКОЙЛе» уже созданы и успешно действуют цифровые двойники, позволяющие оценить возможности пласта на базе геолого-гидродинамических моделей и в результате оптимизировать процесс добычи, систему сбора и транспортировки продукции.

«Следует отметить, что полноценный цифровой двойник требует постоянной подпитки данными в текущем режиме времени. И его использование приводит как к изменению бизнес-процессов, к системе принятия управленческих решений, так и к организационным моментам. В частности, в компании стали создавать центры интегрированных операций, которые работают в рамках проекта «Интеллектуальное месторождение». Он длится более трёх лет, и его ядром стало создание центров. Мы используем современные инструменты, в частности интегрированное планирование, модели ограничений, применяем инструменты, которые позволяют управлять в реальном времени. Отмечу, что все решения, которые принимаются, исходят из экономической целесообразности», – подчёркивает А. Хабибуллин.

«ЛУКОЙЛ» также активно работает в направлении цифровизации бурения. Цель соответствующей программы – повышение эффективности буровых работ за счёт исключения рутинных операций, автоматизации процессов проектирования и перехода к единой системе разработки проектной документации. Специальный программный комплекс позволит на основе полученной информации о характеристиках пород более качественно проводить по пласту ствол скважин, что может стать хорошим дополнением к используемой сегодня системе каротажа, а в ряде случаев привести к её замене.

Направление «Роботизация» делится в компании на две части – физические операции и роботизация интеллектуального труда. К первой относится управление производственными объектами, ко второй – исполнение рутинных операций. При этом основная задача данного процесса – не замена людей, а высвобождение специалистов для интеллектуального труда.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ С ВЫГОДОЙ

Ещё один из лидеров процесса цифровизации в отечественном НГК – «Татнефть». Опыт внедрения технологии интеллектуального месторождения на Ромашкинском месторождении показал, что, несмотря на высокую выработанность данного актива, добычу можно повышать на 0,5–2% в год. Это даёт существенную выгоду компании, ресурсная база которой в значительной степени истощена.

Ещё в 2015 г. «Татнефть» создала Центр обслуживания бизнеса (ЦОБ) с базовыми функциями сопровождения и технической поддержки производственных процессов. С 2016 г. в компании функционирует Центр моделирования, задача которого – оптимальное проектирование разведки и разработки геологических объектов. В результате все новые скважины снабжаются моделями с расчётом прогнозных показателей их функционирования, что позволяет оптимизировать режимы работы скважин, рассчитывать варианты разработки, остаточные запасы сырья. Планировалось, что к 2020 г. цифровыми двойниками будут оснащены все основные промысловые объекты «Татнефти».

Как отмечают в «Татнефти», уже сегодня IT-инфраструктура компании выполняет более 450 тыс. обращений в год и более 4 тыс. заявок на изменения. А реализация комплексной цифровой стратегии потребует решения более 7 тыс. задач по оптимизации бизнес-процессов и написания миллионов строк кода. Чтобы справиться с такой нагрузкой, компания меняет подходы к управлению процессами, к инновациям, применяет гибкие способы управления командами (например, agile), а также использует корпоративную социальную сеть для коммуникации.

Проекты цифровизации в «Татнефти» объединены с методологией бережливого производства. Прежде всего, проводится картирование бизнес-процессов. В этих процессах выявляются потери и предпринимаются меры по их устранению.

При этом, как подчёркивают в компании, применение IT-технологий должнократно увеличивать ценность и эффективность бизнес-процессов. Результат проведения цифровизации должен быть не косметическим, а видимым. Цифровые технологии помогают принимать верные управленческие решения, и эффект от повышения качества принятия решений может исчисляться десятками миллиардов. Так, в результате реализации данной стратегии компания рассчитывает к 2021 г. получить до 21 млрд рублей экономического эффекта. ■



Конференции компании EPC в России и странах СНГ в 2020 году



Russia & CIS BBTC

14-я Конференция
и выставка России
и стран СНГ по
технологиям переработки
нефтяных остатков
14-15 АПРЕЛЯ, УФА

RU-CAT

2-я конференция
России и стран СНГ
по технологиям
катализа
16 АПРЕЛЯ, УФА

Техническая конференция:

перспективы развития
активов и манифест
лидерства «ЛУКОЙЛ»
в области
переработки 2020
**18-19 МАЯ
НИЖНИЙ НОВГОРОД**

Форум руководителей

Форум руководителей
нефтеперерабатывающей
и нефтехимической
отрасли Беларуси
и стран СНГ
24-25 ИЮНЯ, МИНСК

GPTC

Нефтегазохимия –
технологическая
конференция и выставка
России и стран СНГ
22-23 СЕНТЯБРЯ, МОСКВА

RRTC

20-я Конференция и
выставка по технологиям
нефтепереработки
России и стран СНГ
24-25 СЕНТЯБРЯ, МОСКВА

Op-Ex Russia & CIS

7-я Конференция по
операционной
эффективности
в нефтегазохимической
промышленности
14-16 ОКТЯБРЯ, СОЧИ



Depositphotos

Попутный бизнес

Российские нефтяные компании с успехом реализуют проекты в газовой сфере

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

В 2019 г. добыча природного газа в России выросла на 1,7%, до 738 млрд м³. Конечно, основной вклад в достижение этого показателя внёс «Газпром», который в прошлом году показал лучший результат за последние восемь лет: по сравнению с предыдущим годом производство «голубого топлива» увеличилось на 2,7 млрд м³, или на 0,5%. Радует своими успехами и вторая по величине газовая компания России – «НОВАТЭК», – которая активно реализует новые проекты по производству СПГ. В 2019 г. она нарастила производство на 8,6%, до 74,7 млрд м³. Но и отечественные нефтяные компании стараются не отставать от газовых гигантов если не по объёмам добычи газа, то хотя бы по динамике её наращивания (хотя не всегда это получается). Некоторые из них, такие как «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и Иркутская нефтяная компания, делают ставку на развитие газодобычи как отдельного бизнеса. Другие же («Газпром нефть», «Сургутнефтегаз») успешно решают проблему утилизации попутного газа, вводя в эксплуатацию мощности для его сбора и даже планируя проекты по глубокой переработке этого ценного сырья. Примечательно, что, несмотря на общую стабилизацию добычи нефти, обусловленную действием соглашения «ОПЕК+», в 2019 г. добыча попутного газа в России выросла на 6,9%, до 94,7 млрд м³. Но ВИНК успешно справляются с этим увеличивающимся «газовым фактором».

В ожидании «РОСПАНА»

Извлекаемые запасы газа «Роснефти» на начало 2019 г. составляли 7,9 трлн м³. Общий объём добычи «голубого топлива» в 2018 г. – 67,26 млрд м³ (минус газ, сожжённый на факелах и направленный на производство жидких углеводоро-

дов). Это почти в два раза больше, чем в 2013 г. (38,2 млрд м³). По итогам 2018 г. доля газа в общем объёме добычи углеводородов компании достигла 19%.

Правда, в 2019 г. добыча газа предприятиями «Роснефти» немного сократилась, составив 66,95 млрд м³. В том числе 17,22

млрд м³ было произведено в IV квартале, рост квартал к кварталу – 5,6%.

Первый вице-президент «Роснефти» Эрик Лирон объяснил такое отсутствие роста газодобычи необходимостью соблюдать квоты, установленные в рамках соглашения «ОПЕК+». «Мы под ограничениями ОПЕК, так что будем действовать по указаниям Минэнерго», – отметил он.

Тем не менее в перспективе «Роснефть» рассчитывает на значительное улучшение своих показателей в газовой сфере. «Компания изменяет структуру производства в пользу более экологически чистых продуктов, увеличивая добычу газа и его долю. К 2022 г. добыча газа составит свыше 100 млрд м³ в год», – отмечают в компании.

За счёт каких активов этого возможно добиться? Сейчас добыча газа в компании ведётся силами более чем 30 дочерних обществ и совместных предприятий в Западной и Восточной Сибири, Центральной России, на юге европейской части РФ, Дальнем Востоке, а также во Вьетнаме, Венесуэле, Канаде и Египте. Но основными центрами роста производства «голубого топлива» в ближай-



«Роснефть»

шие годы должны стать проекты «Роспан» и «Харампур».

АО «Роспан Интернешнл» было учреждено в 1994 г. В марте 2013 г. оно вошло в периметр «Роснефти» (в составе ТНК-ВР), и с этого момента началось масштабное развитие данного проекта. «Роспан» осуществляет разработку Восточно-Уренгойского, Ново-Уренгойского и Ресурсного лицензионных участков в ЯНАО. Его суммарные извлекаемые запасы по категориям $AB_1C_1 + B_2C_2$ составляют 1 трлн m^3 природного газа, 157 млн т газоконденсата и 45 млн т нефти. Планируется, что в среднесрочной перспективе добыча в рамках проекта составит около 21 млрд m^3 газа и 5 млн т жидких углеводородов, а производство пропан-бутана – до 1,3 млн т в год.

Основным объектом разработки являются ачимовские залежи. Их эксплуатация осложняется низкой естественной проницаемостью и аномально высоким пластовым давлением.

Однако старт этого проекта откладывается. Первоначально он ожидался в 2018 г., затем планы были пересмотрены. «Мы были вынуждены поставить on hold на запуск наших новых крупных проектов, «Роспан» входил в их число, и понятным образом эта задержка была связана с теми ограничениями и квотами,

которые были наложены на компанию. Поэтому график реализации проекта подстроен под те ограничения, которые у нас есть. Мы планируем запустить «Роспан» в этом году, это тот план, которого мы сегодня придерживаемся. Мы говорим здесь о конце этого года как о плановой дате его запуска», – отмечал в мае прошлого года вице-президент «Роснефти» Павел Фёдоров.

Но и этих сроков выдержать не удалось, было принято решение перенести начало добычи на первое полугодие нынешнего года. Как сообщала компания, по итогам 9 месяцев 2019-го строительство ключевых объектов находилось в завершающей фазе. Был произведён пуск пяти газотурбинных установок, что позволяет обеспечить потребности в электроэнергии всех объектов первой очереди проекта. Завершаются строительные-монтажные и пусконаладочные работы на установках подготовки нефти, межпромысловых и магистральных трубопроводах. На железнодорожном терминале на станции Коротчаево выполнены монтаж, термообработка и гидроиспытания шаровых резервуаров, завершено устройство технологических и кабельных эстакад и т. д. На первом пусковом комплексе УКПГиК Восточно-Уренгойского лицензионного участка

был выполнен монтаж основного технологического оборудования, проведены гидроиспытания трубопроводов и резервуаров, монтаж кабеленесущих систем.

Производство СУТ в рамках проекта предполагается осуществлять на Комплексе по подготовке и переработке газа и конденсата на Восточно-Уренгойском ЛУ. Основные проектные решения для этого объекта были разработаны ПАО «ЮжНИИгипрогаз» ещё в 2013 г., а к строительству «Роспан» приступил в 2016-м. Завершить все работы планировалось в 2018 г., однако позднее стало известно, что пусконаладочные работы на объекте пройдут только осенью 2019 г.

При этом «Роснефть» неоднократно предпринимала попытки найти соинвестора для данного проекта. Так, по данным СМИ, переговоры о вхождении в проект велись с китайской компанией CEFC China Energy («Хуасинь»), однако та вскоре обанкротилась. Затем, по информации ряда источников, «Роснефть» предложила приобрести 49-процентную долю в «Роспане» международному нефтяному трейдеру Trafigura. Сумма сделки оценивалась в 4 млрд долларов. Однако до конкретных шагов дело пока не дошло и «Роспан» остаётся под 100-процентным контролем российской госкомпании.

Опорные точки «Роснефти»

Второй важнейший газовый актив «Роснефти» – ООО «Харампурнефтегаз». Данное предприятие создали в феврале 2018 г. для разработки Харампурского и Фестивального месторождений. В апреле того же года была закрыта сделка по вхождению в капитал «Харампурнефтегаза» компании BP, которая получила 49-процентную долю в СП. Остальные 51% находятся во владении дочерней компании «Роснефти» – «РН-Газ».

В ближайшей перспективе планируется реализация первой фазы развития проекта – обустройство газового промысла сеноманской залежи. Вторая фаза предполагает опытно-промышленную эксплуатацию с последующим переходом к полномасштабной разработке запасов туронской залежи. В среднесрочной перспективе намечается выход на полку добычи 11 млрд м³ газа в год с потенциалом роста до 24 млрд м³ в год.

«На сегодняшний день суммарные запасы газа на Харампурском и Фестивальном лицензионных участках составляют порядка 880 млрд м³. Большая часть добычи, основной профиль у нас ложится на туронский газ. То есть это наша вторая фаза реализации данного проекта. Что касается первой стадии реализации – сеноманского проекта, – то в настоящее время ведётся активное строительство объектов инфраструктуры, а также газопровода внешнего транспорта – 150 км, от Харампурского месторождения до единой нефтегазовой системы», – заявил в 2019 г. генеральный директор ООО «Харампурнефтегаз» Сергей Сличный в ходе встречи с губернатором ЯНАО Дмитрием Артюховым.

В начале 2020 г. «Харампурнефтегаз» заключил контракт с ООО «Русфен» (входит в турецкую корпорацию Tekfen Holding) на строительство газопровода от Харампурского месторождения. Сумма сделки составила 19,5 млрд рублей.

Пока «Роспан» и «Харампур» только готовятся к запуску, крупнейшим газовым активом «Роснефти» остаётся АО «Сибнефтегаз». Данное предприятие было учреждено в 1994 г., в состав госкомпании вошло в декабре 2013-го. Оно осуществляет разработку Берегового и Пырейного месторождений, а также Хадырьяхинского лицензионного участка в ЯНАО.

Суммарные извлекаемые запасы данного предприятия составляют 613 млрд м³ газа и 32,7 млн т жидких углеводородов. В 2018 г. «Сибнефтегаз» добыл 11,96 млрд м³ газа, а накопленная добыча к маю



2019 г., когда компания отмечала свое 25-летие, достигла 118 млрд м³.

Для расширения производства «Сибнефтегаз» ведёт строительство ряда новых производственных объектов – установки комплексной подготовки газа и конденсата, а также дожимной компрессорной станции (ДКС) сеноманской залежи Берегового и второй очереди ДКС Пырейного месторождений, сопутствующей инфраструктуры. Ввод в эксплуатацию этих объектов позволит нарастить годовую добычу до 15 млрд м³.

Как отмечают в «Роснефти», развитие АО «Сибнефтегаз» основано на широком применении новых технологий в разведке и добыче, энергетике и защите окружающей среды. В частности, при разбуривании пластов с высокой литологической изменчивостью для увеличения эффективности проходки используются технологии горизонтального и многозабойного бурения.

На предприятии внедряются цифровые модели скважин и систем сбора продукции. В настоящее время на завершающем этапе находится работа над прототипом цифровой модели промысловых объектов для онлайн контроля процессов на основе информационной системы «Сфера».

На Хадырьяхинском месторождении используются автономные источники энергоснабжения – солнечные батареи и ветрогенераторы, – которые снабжают энергией телеметрическое оборудование. На основе получаемых данных осуществляется удалённый контроль за параметрами работы скважин и дистанционное управление запорной арматурой.

В портфеле «Роснефти» имеется и ещё целый ряд перспективных газовых акти-

вов. В частности, ООО «Кынско-Часельское Нефтегаз», учреждённое в 2008 г. В долгосрочной перспективе проектный уровень добычи данного предприятия должен достичь 15 млрд м³ с потенциалом роста – 16 млрд м³ в год. Для этого планируется вовлечение в разработку семи приобретённых ранее лицензионных участков на юго-востоке ЯНАО, а в перспективе – близлежащих участков в восточной зоне нераспределённого фонда.

Совместно с китайской компанией Beijing Enterprises Group Company Limited (доля – 20%) ведётся разработка Верхне-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения в Иркутской области. В рамках данного проекта планируется создание нового центра газодобычи, а также транспортной инфраструктуры. В 2018 г. было подписано индикативное соглашение об основных условиях поставок газа в Китай, в котором зафиксированы их ключевые параметры (объёмы и предварительные сроки).

На территории Республики Саха (Якутия) «Роснефть» в партнёрстве с BP и консорциумом индийских компаний (Oil India Limited, Indian Oil Corporation Limited и Bharat PetroResources Limited) продолжает разработку Среднеботобинского НГКМ. На его базе в долгосрочной перспективе планируется реализовать крупный проект по добыче газа.

Кроме того, «Роснефть» активно участвует в газовых проектах за рубежом. Так, ей принадлежит 30% участия в уникальном проекте по разработке газового месторождения Зохран на шельфе Египта, реализуемом совместно с Eni, BP, Mubadala и египетской государственной компанией EGAS. По итогам первого по-

лугодия 2019 г. добыча на месторождении Зохр составила 11,3 млрд м³, что в 3,6 раза больше аналогичного показателя января – июня 2018 г.

С момента запуска в декабре 2017-го производительность месторождения была последовательно увеличена с 11,3 до нынешних 68 млн м³ газа в сутки. А полка добычи в рамках этого проекта составит 76 млн м³ в сутки.

В Венесуэле «Роснефть» на 100% контролирует проект по разработке месторождений Патао и Мельхионес, а также обладает правом экспорта газа с этих объектов. В Бразилии она на правах оператора осуществляет проект по геологоразведке в бассейне Солимоинс. В 2018 г. там были пробурены две поисково-разведочные скважины, подтвердившие газоносность бассейна.

Во Вьетнаме «Роснефти» принадлежит 35% в проекте по добыче газа и конденсата на блоке 06.1 (она также выполняет функции оператора), 100% участия в ГРП на блоке 05.3/11 и 32,67% в газопроводе «Нам Кон Сон». В Мозамбике российская компания владеет 20% в проектах геологоразведки на трёх шельфовых блоках, где имеются перспективы открытия крупных газовых запасов.

НОВЫЙ ГАЗОВЫЙ ЦЕНТР ЯМАЛА

Существенна роль газа в корпоративной стратегии «ЛУКОЙЛа». Так, в 2019 г. среднесуточная добыча углеводородов компании (без учёта проекта Западная Курна – 2) составила 2,350 млн барр. н. э. в сутки, что на 1,4% больше по сравнению с предыдущим годом. При этом рост производства связан в основном с развитием газовых проектов в Узбекистане, в то время как добыча нефти осталась практически стабильной в годовом сравнении в результате ограничений, наложенных соглашением «ОПЕК+».

Основой газодобычи «ЛУКОЙЛа» в России служат месторождения Большехетской впадины в ЯНАО. Крупнейшее газовое месторождение компании – Находкинское – введено в эксплуатацию в 2005 г., нефтяной промысел на Пяяхинском – в 2016-м, а газовый – в начале 2017-го. По итогам 2018 г. в Большехетской впадине добыто 9,3 млрд м³ газа и 1,6 млн т нефти.

Газ с Пяяхинского месторождения направляется на газокompрессорную станцию (ГКС) в районе Находкинского газового месторождения, а далее – на ГКС Ямбургская.

Весной прошлого года «ЛУКОЙЛ» приступил к бурению добывающих скважин

на Южно-Мессояхском и Хальмерпаутинском газоконденсатных месторождениях, которые также находятся в пределах Большехетской впадины. Ближайшие планы компании предусматривают бурение четырёх добывающих скважин на Южно-Мессояхском месторождении и трёх – на Хальмерпаутинском. Компания собирается строить скважины различной конфигурации – наклонно-направленные, с горизонтальным окончанием и многозабойные.

Наконец, в декабре 2019 г. «ЛУКОЙЛ» запустил в опытно-промышленную эксплуатацию Южно-Мессояхское газоконденсатное месторождение. К началу нынешнего года на месторождении была введена одна многозабойная скважина с суточным дебитом 330 тыс. м³ природного газа и 30 т конденсата.

Для организации сбора, подготовки и транспортировки сырья построены и введены: установка подготовки товарного газа проектной мощностью 600 тыс. м³/сут и 90 т/сут конденсата, газопоршневая электростанция, газопровод подключения к транспортной системе протяжённостью 7 км, газосборные сети, метанолопровод и другие объекты инфраструктуры. По результатам эксплуатации первых скважин будет принят план дальнейшей разработки месторождения.

Ранее, в 2016 г., «ЛУКОЙЛ» сообщал, что ввод в эксплуатацию Хальмерпаутинского месторождения может произойти в 2021 г., а Южно-Мессояхского – в 2022 г. Но в более поздних годовых отчётах и других материалах отсутствуют плановые сроки запуска этих добывающих активов.

В пределах Большехетской впадины «ЛУКОЙЛ» также владеет лицензиями на

Варейское и Салекаптское месторождения, но детальные планы их разработки пока не определены.

Первоначально «ЛУКОЙЛ» заявлял о том, что он планирует добывать в ЯНАО около 35 млрд м³ «голубого топлива» в год. Однако затем данная планка была снижена до 26 млрд м³ к 2024–2025 гг. А в стратегии развития компании, презентованной в 2018 г., отмечается, что она намерена за 10 лет увеличить добычу газа в РФ на 22%, до 22 млрд м³. Причём у «ЛУКОЙЛа» есть ряд других газовых проектов, поэтому на долю Большехетской впадины придётся далеко не весь этот объём (какой именно – не уточняется).

Одновременно компания ищет варианты наиболее эффективной монетизации газовых ресурсов Большехетской впадины. Как заявил в октябре 2019 г. вице-премьер правительства Юрий Трутнев, «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть» рассматривают возможность создания газохимических комплексов (ГХК) в ЯНАО. Так, ГХК «ЛУКОЙЛа» может разместиться у побережья Обской губы, а его продукцией могут стать метанол, этана и СУГ. Инвестиции в проект оцениваются в 610 млрд рублей. «Это пока разговор с компаниями. Они говорят, что запустят, но гарантий нет, банковскую гарантию нам на это не дают. Но мы ничего не теряем. В случае если они не стартуют, соответствующие льготы просто не будут предоставлены», – подчеркнул Ю. Трутнев.

Вероятно, такой интерес «ЛУКОЙЛа» продиктован тем, что компания лишена возможности поставлять своё газовое сырьё на экспорт в виде СПГ. «Законодательство РФ разрешает работать





на шельфе только государственным компаниям. Мы надеемся, что в среднесрочной перспективе эти ограничения будут сняты, потому что компания имеет компетенции и работает в Баренцевом море. То же самое касается проектов СПГ. Законодательством разрешены только те проекты, которые начали реализовываться до 2013 г. То есть это «НОВАТЭК». Поэтому мы рассмотрим проекты в Конго, скорее всего, Камеруне и в других частях мира, где мы имеем открытия газовых активов», – пояснил в 2019 г. на годовом собрании акционеров глава компании Вагит Алекперов.

КАСПИЙСКАЯ ГАЗОХИМИЯ

Помимо ЯНАО, «ЛУКОЙЛ» с переменным успехом развивает свой газовый бизнес на Северном Каспии. Здесь компания ведёт разработку месторождений им. В. Филановского и им. Ю. Корчагина. В 2019-м по сравнению с предыдущим годом добыча на данных месторождениях увеличилась на 7% и достигла более 7 млн т. Такой показатель компания планирует сохранить и в 2020 г.

Наращивание добычи нефти требует решать и проблему попутного газа. Ещё в 2016-м в г. Будённовске (Ставропольский край) были введены в эксплуатацию газопровод высокого давления длиной 400 км, компрессорные станции и газоперерабатывающий комплекс. Установка мощностью 2,2 млрд м³ позволяет обеспечить газом энергетические генерации «ЛУКОЙЛа» на Ставрополье, полностью утилизировать ПНГ с месторождений Северного Каспия и начать выпуск нефтехимической продукции.

Инвестиции «ЛУКОЙЛа» в данный проект составили 1,5 млрд долларов.

Кроме того, «ЛУКОЙЛ» ещё в 2015 г. анонсировал строительство газохимического комплекса, который будет вырабатывать олефины для последующего производства полиолефинов. Мощность нового производства оценивалась в 600 тыс. т в год. Впоследствии компания сократила предполагаемые мощности пиролиза до 225 тыс. т. Такая корректировка была связана с пересмотром сырьевой базы.

«Мы подготовили новый проект – комплексное освоение Северного Каспия. На сегодняшний день газопровод уходит в район Будённовска. Принято инвестиционное решение о строительстве там газохимического комплекса, у которого будет два направления. Первое – это химикаты, второе – полиэтилен и полипропилен», – отмечал в феврале 2018 г. в ходе встречи с Президентом РФ В. Путиным Вагит Алекперов.

Как сообщили в «ЛУКОЙЛе», мощность нового ГХК по сырью может составить 1 млрд м³ газа в год (ранее речь шла о диапазоне 1–3 млрд м³ в год). Предполагается, что новый завод начнёт перерабатывать газ не с уже действующих месторождений (им. Филановского и им. Корчагина), а с тех, которые только предстоит ввести в эксплуатацию – Ракушечного и им. Кувыкина.

Возможный срок строительства ГХК – пять лет. Это как раз соответствует планам ввода новых месторождений. Так, представители «ЛУКОЙЛа» заявляли о том, что запуск Ракушечного месторождения ожидается в 2022 г., а им. Кувыкина – в 2026-м.

Одновременно «ЛУКОЙЛ» пытается войти в новые проекты на Каспии. Так, в

январе нынешнего года В. Алекперов направил В. Путину просьбу предоставить его компании доступ к трём участкам недр в Каспийском море (Тюлений-1, 2, 3). Он предлагал воспользоваться заявительным механизмом, который предполагает, что после обращения недропользователя Минприроды может лицензировать желаемую площадь и предоставить её для геологического изучения без торгов, если на такие участки нет других претендентов. Однако глава Минприроды Дмитрий Кобылкин, которому президент поручил проработать запрос «ЛУКОЙЛа», предложил выставить участки на аукцион, сославшись на неопределённый правовой статус Каспийского моря (поскольку Конвенция о правовом статусе Каспия ратифицирована ещё не всеми участниками). Но поскольку «ЛУКОЙЛ» располагает уже готовой добычной и транспортной инфраструктурой на Каспии, по мнению Минприроды, он мог бы стать явным фаворитом такого аукциона.

Как уже отмечалось, свои главные газовые проекты «ЛУКОЙЛ» реализует за пределами РФ – в Узбекистане. Речь идёт о СРП по блокам Кандым – Хаузаб – Шады и Гиссар. Кандымская группа месторождений расположена на территории Каракульского района Бухарской области, недалеко от границы с Туркменистаном. Площадь контрактной территории составляет 431 км². Сейчас проект вышел на заданную мощность, доля «ЛУКОЙЛа» в добыче (ему принадлежит 90% в консорциуме) составляет 14,5 млрд м³ газа в год.

Проект Гиссар реализуется «ЛУКОЙЛом» самостоятельно, без создания консорциума. Контрактная территория находится в Кашкадарьинской области, где расположены семь месторождений. Благодаря запуску основных производственных объектов компания вывела проект Гиссар на запланированный уровень добычи газа, составляющий 5 млрд м³ в год.

Уже осуществлённые инвестиции «ЛУКОЙЛа» в Узбекистане оцениваются в 8 млрд долларов. Как заявил в 2019 г. В. Алекперов, компания намерена инвестировать в действующие проекты этой среднеазиатской республики ещё 2 млрд долларов, а также провести разведку на новых блоках.

САКЦЕНТОМ НА ПОПУТНЫЙ ГАЗ

«Газпром нефть» в 2019 г. добыла 44,2 млрд м³ газа, что на 7% превышает показатель предыдущего года. В нынешнем году производство «голубого топлива» должно сохраниться примерно на



«Газпром»

том же уровне. Однако при этом компания не реализует какой-либо отдельной газовой стратегии, а увеличивает добычу практически исключительно за счёт повышения уровня утилизации ПНГ.

В начале 2019 г. компания вышла на предписываемый государством 95-процентный уровень полезного использования ПНГ. Это произошло благодаря запуску газовой инфраструктуры в Томской области. Она обеспечивает транспортировку сырья с месторождений Южно-Пудинского лицензионного участка и Арчинского месторождения на дожимную насосную станцию Арчинского месторождения (ДНС). От ДНС сырьё направляется по 18-километровому трубопроводу до дожимной компрессорной станции (ДКС) Урманского месторождения. Туда же поступает газ с установки подготовки нефти Урманского месторождения.

После компримирования на ДКС газ по 97-километровому газопроводу направляется на Шингинское месторождение. Конечной точкой новой газотранспортной системы перед врезкой в трубопроводную систему АО «Томскгазпром» является узел учёта и редуцирования газа Шингинского месторождения. Здесь происходят понижение давления, подог

рев и учёт газа перед его отправкой на установку комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения АО «Томскгазпром».

Общий объём инвестиций в проект составил около 6,7 млрд рублей. Производственная мощность газовой инфраструктуры – 400 млн м³ газа в год. Создание газотранспортной системы Урмано-Арчинской группы месторождений и Южно-Пудинского лицензионного участка – один из крупнейших инвестиционных проектов в Томской области за последние годы.

««Газпром нефть» последовательно повышает уровень полезного использования попутного нефтяного газа. За последние годы мы реализовали масштабные проекты по развитию газовой инфраструктуры ключевых регионов деятельности компании. Сегодня уровень утилизации ПНГ в целом по активам «Газпром нефти» достигает 95%. Мы смогли добиться этого показателя, несмотря на ежегодный рост нашей добычи, которая практически удвоилась за последнее десятилетие», – отмечает заместитель генерального директора по разведке и добыче «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

При этом компания, как и другие ВИНК, ищет наиболее коммерчески привлекательные способы монетизации своих газовых ресурсов. Как сообщил глава Дирекции по газу и энергетике «Газпром нефти» Андрей Комаров, компания смотрит на различные проекты, связанные с переработкой метана, прежде всего в пластики (технология метанол в олефины). Но пока конкретных проектов нет, данный вопрос находится лишь на стадии изучения.

Единственным чисто газовым активом «Газпром нефти» является совместное предприятие с «НОВАТЭКом» – ОАО «Арктикгаз». Эта компания владеет лицензиями на разведку и разработку Самбургского, Ево-Яхинского, Яро-Яхинского и Северо-Часельского лицензионных участков. Их доказанные запасы по стандартам PRMS составляют 695 млрд м³ природного газа и 127 млн т жидких углеводородов.

Три очереди промысла Самбургского месторождения были введены в эксплуатацию в 2012–2014 гг. Производительность месторождения составляет около 7 млрд м³ природного газа и 0,9 млн т газового конденсата в год. Мощность двух очередей проекта по освоению

Уренгойского месторождения, введённых в 2014 г., достигает 13 млрд м³ газа и 4,7 млн т конденсата в год.

В 2015 г. была запущена первая очередь на Яро-Яхинском месторождении. Там добывается около 7,7 млрд м³ газа и 1,3 млн т газоконденсата в год.

В 2019 г. в рамках Петербургского международного экономического форума «Газпром нефть» и «НОВАТЭК» подписали соглашение о намерениях по сотрудничеству в реализации арктических проектов. В этом документе стороны выразили заинтересованность в создании ещё одного СП, способного выполнять весь комплекс работ по поиску, разведке и разработке месторождений нефти и газа.

В прошлом году также появилась информация о том, что в рамках обмена активами между двумя компаниями «Газпром нефть» получит Мало-Ямальское газоконденсатное месторождение и передаст «НОВАТЭКу» свои доли участия в двух месторождениях «Арктикгаза» – Ево-Яхинском и Северо-Часельском.

ГАЗ КАК КАТАЛИЗАТОР РАЗВИТИЯ

Другие компании нефтяной отрасли также ищут эффективное применение собственным газовым ресурсам.

Газовый бизнес «Сургутнефтегаза», как и «Газпром нефти», завязан преимущественно на ПНГ. В 2018 г. объём производства попутного газа в компании составил 9,6 млрд м³, природного – лишь 0,1 млрд м³. Компания постоянно совершенствует и развивает действующую инфраструктуру по сбору и использованию газа.

«По состоянию на конец 2019 г. коэффициент утилизации ПНГ на предприятиях компании превысил 99%, что больше среднероссийского показателя и целевых ориентиров по утилизации ПНГ до 2035 г.», – заявил первый заместитель генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз» Анатолий Нуряев.

Основной объём производимого газа «Сургутнефтегаз» перерабатывает на собственном ГПЗ с получением сухого отбензиненного компримированного газа (поставляется потребителям на внутренний рынок), широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ), пропан-бутана технического (ПБТ) и пропана. С учётом поставок с промысловых объектов общий объём реализации газа компании на внутренний рынок составляет 60% от добычи. Более 21% извлечённого из недр газа направляется на газотурбинные и газопоршневые электростанции компании для производства элек-

троэнергии, около 17% используется для собственного потребления в качестве топлива и на технологические нужды.

Помимо ВИНК, с проблемами использования газа сталкиваются и средние по размерам игроки нефтяной отрасли. В этом плане показателен пример Иркутской нефтяной компании (ИНК). Её лицензионные участки содержат значительные ресурсы природного газа. Ещё в 2010 г. иркутские нефтяники на Ярактинском НГКМ впервые в стране успешно внедрили технологию закачки ПНГ в пласт с одновременным отбором тяжёлых фракций. А с 2014 г. ИНК приступила к реализации проекта по созданию мощностей для добычи, подготовки и переработки природного и попутного газа.

В 2014–2018 гг. были выполнены работы по освоению газовой части Ярактинского НГКМ, включая строительство установки комплексной подготовки природного и попутного газа производительностью 3,6 млн м³ в сутки. Установка производит смесь пропана и бутана (СПБТ), а также стабильный газовый конденсат. До завершения следующих этапов газовый конденсат вместе с нефтью станут направлять в трубопроводную систему Восточная Сибирь – Тихий океан. Сухой отбензиненный газ, также получаемый на установке, будет закачиваться в пласт, а СПБТ – транспортироваться по построенному продуктопроводу от Ярактинского месторождения до комплекса приёма, хранения и отгрузки СУГ в Усть-Куте.

Объёмы производства СПБТ на первом этапе – более 200 тыс. т. Отгрузка этой продукции осуществляется железнодорожным и автомобильным транспортом в соседние регионы, в Западную Сибирь и Центральную Россию, а также в Калининградскую область и за рубеж – в Монголию и Польшу.

На втором этапе, начиная с 2018 г., продолжается строительство двух установок комплексной подготовки газа на Ярактинском месторождении суммарной производительностью 12 млн м³ в сутки (в дополнение к уже существующей). На Марковском НГКМ компания сооружает установку подготовки природного газа производительностью 6 млн м³ в сутки. Данные объекты суммарной производительностью до 21,6 млн м³ газа в сутки обеспечат подачу ШФЛУ в продуктопровод для транспортировки до строящегося сейчас Усть-Кутского газоперерабатывающего завода. На ГПЗ будет осуществляться фракционирование ШФЛУ с це-

лью получения таких конечных продуктов, как пропан, бутан и стабильный газовый конденсат. Одновременно продолжится промышленное освоение газовых запасов Ярактинского и Марковского месторождений, включающее систему сбора и транспортировки газа.

На третьем этапе будет построен первый в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке завод по производству полимеров – полиэтилена низкой и высокой плотности. Плановый объём производства составит 650 тыс. т в год. При сооружении данного предприятия планируется использовать самые современные технологии, отвечающие жёстким международным экологическим требованиям. Для реализации проекта привлечена японская инжиниринговая компания Toyo Engineering Corporation.

В рамках проекта строительства Иркутского завода полимеров начаты инженерные изыскательские работы – как на основной площадке, так и по объектам инфраструктуры. Завершение строительства и пусконаладочные работы запланированы на 2023 г. На этой стадии на установках подготовки газа Ярактинского и Марковского месторождений в ШФЛУ будут добавлять до 40% этана. На Усть-Кутском газоперерабатывающем заводе из ШФЛУ, помимо ранее упомянутых компонентов, станут выделять этан, затем на заводе по производству полимеров в печах пиролиза его начнут преобразовывать в этилен с использованием катализаторов. Топливом для котельных, которые будут вырабатывать пар и теплофикационную воду, послужит чистый сухой отбензиненный газ (СОГ) с Яракты. Трубопровод СОГ от Яракты до Усть-Кута планируется построить ко времени пуска производства полиэтилена.

К 2019 г. в проект уже было инвестировано более 50 млрд рублей, а общий объём капиталовложений составит свыше 450 млрд рублей. Будет создано более 2400 новых рабочих мест. Как отмечают в компании, благодаря реализации газового проекта ИНК начнётся развитие севера Иркутской области (формирование газотранспортной и газопотребляющей инфраструктуры, строительство дополнительных генерирующих мощностей). Современное высокотехнологичное производство и наличие инженерной и транспортной инфраструктуры станут базой для развития новых предприятий на усть-кутской площадке, в том числе относящихся к малому и среднему бизнесу. ■



**18-19
МАРТА**

г. Новый Уренгой



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

в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

СИБЭКС *Expo* **SERVICE**

ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск

Тел.: (383) 335 63 50, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru



РЕКЛАМА

2020



Незамеченная сторона технологической революции

Актуальность бесцехового производства на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии в условиях индустриализации 4.0.

Александр ФОМИН,
руководитель Центра внедрения бесцехового производства

В настоящее время российская экономика стоит перед историческим вызовом – войти в эпоху четвёртой цифровой индустриализации в числе лидеров или попасть в аутсайдеры с утешительным призом в виде статуса «развивающейся страны» с туманными перспективами. Угроза стратегического отставания от лидеров реальна, и одна из важнейших причин такого положения – специфический российский консерватизм в вопросе организации производства. Речь идёт о цеховой структуре управления, которая сформировалась в России в период первой промышленной революции и до сих пор монопольно господствует в нашей экономике.

За несколько столетий промышленного развития передовые индустриальные державы не только проводили обновление машинного парка, доведя его до современных «цифровых» кондиций, но и добивались мощного прогресса в организации управления производством. Вот эта вторая – «немашинная» – сторона индустриального развития почему-то осталась у нас практически незамеченной.

Что тормозит прогресс предприятий

Каждая технологическая революция предполагает качественное изменение не только средств труда, то есть машин и оборудования, которые используются для производства общественно полезного продукта, но и персонала. При этом речь идёт не столько о неизбежном росте его профессиональных навыков, сколько о качественных изменениях самой схемы организации людей в процессе производства. Вот именно этот аспект трёх технологических революций, прошедших в мировой экономике с конца XVIII века, был не замечен в российской экономике на всех этапах её исторической трансформации. Если наши зарубежные «партнёры» постоянно совер-

шенствовали структуру управления, включая некоторые заимствования из социалистической экономики, то на российских производственных предприятиях оставалась неизменной цеховая организация производства.

Эволюция схемы расстановки персонала в производственном процессе привела наиболее технологичные предприятия индустриальных стран к бесцеховой структуре управления, которая представляет собой практически найденную форму правильного управления людьми на предприятии. Другими словами, она – наиболее естественный, рациональный и в этом смысле правильный способ соединения людей и оборудования при выработке общественно полезного продукта. Экономически значимым результатом этого правильного соединения является высокий уровень производительности труда, намного превосходящий аналогичный показатель при цеховой структуре.

Надо признать, что экономическая значимость способа организации людей на производстве далеко не столь очевидна, как значимость повышения производительности применяемого машинного парка. Эта «скрытность» воздействия структурного построения предприятия на его экономическую эффективность является вполне вероятной причиной недооценки этого фактора экономического роста в российской промышленности.

В конечном счёте недооценка структурного фактора в обеспечении роста производительности труда на российских предприятиях является такой же фундаментальной причиной нашего отставания в мировой технологической гонке, как и хроническое запаздывание в современном техническом перевооружении производства.

ДВА СПОСОБА УПРАВЛЕНИЯ

Совсем недавно в информационном пространстве появился новый термин – «индустриализация 4.0», – отражающий специфику современного «цифрового» языка применительно к текущему этапу технологической гонки. Но в перечне тем многочисленных конференций и форумов, где обсуждаются прорывные решения в развитии технологий и пути повышения производительности труда, нет вопросов о структурных инструментах такого повышения, о том, как устроено управление предприятиями и компаниями, какова его «анатомия» и

насколько оно эффективно с точки зрения лучших мировых практик. По моему мнению, это большая ошибка. По сути, из интеллектуального поля выводится глубокий пласт проблем, связанных с анализом полноты реализации человеческого и технического потенциалов в производственном процессе. В то же время в специфических условиях российской экономики переход к наиболее эффективным структурам управления предприятиями – это вторая половина индустриализации 4.0, наряду с цифровизацией и внедрением интеллектуальных технических систем.

Изучая конкретику организационной структуры управления предприятиями в России и за рубежом, я выделил два практически значимых способа управления: цеховую и бесцеховую структуры. Первая фактически монопольно применяется на российских предприятиях, вторая – на высокотехнологичных производствах индустриально развитых стран, лидирующих на современном этапе интеллектуально-цифровой индустриализации.

Суть дела в том, что цеховая и бесцеховая структуры управления базируются на противоположных, взаимоисключающих принципах организации производства. Эта несовместимость принципов приводит к ряду последствий. Главный вывод из сопоставления этих последствий: из-за хронической и неизлечимой отсталости и неспособности обеспечить требуемый рост производительности труда цеховая структура обрекает предприятия на поражение в конкурентной гонке.

Этот вывод подробно обосновывается в книге «Бесцеховое производство» (М.: Эдитус, 2015) и конкретизируется в книге «Бесцеховая революция» (М.: Эдитус, 2019), написанной на основе опыта внедрения бесцехового управления на российских водоканалах.

ХАРАКТЕРИСТИКА СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ

Коренные различия цеховой и бесцеховой структур заключаются в том, что первая из них – это управление объектами в виде цехов, каждый из которых представляет собой отдельный участок общего технологического процесса. А вторая – это управление горизонтальными, сквозными процессами – от начальной точки до конечного продукта.

Отсюда вытекают стратегические преимущества управления процессами по

средством бесцеховой структуры. В данном случае работает система производственного потока, где чётко и документировано разграничены функции и ответственность всех участников процесса – от высшего руководства до конечного исполнителя. Конкретный производственный процесс функционирует как единый и целостный организм, прозрачный для управления, анализа и контроля. Он распадается на несколько ключевых подпроцессов, также имеющих сквозной характер с точки зрения конечного продукта.

В цеховой структуре управление объектами-цехами по своей сути не является системой потока – это управление набором самостоятельных производственных элементов, расчлняющих единый технологический процесс. Характерная для цеха черта «натурального хозяйства» – всё своё: персонал, машины, здания – препятствует эффективному управлению, анализу и контролю за единым, сквозным производственным процессом.

В такой структуре уникально значение руководителя цеха, и поэтому управление производственно-техническим блоком предприятия является не управлением системой, где каждый участник находится в чётко определённых границах своей компетенции, а искусством поддержания оптимальных взаимоотношений руководства предприятия со своими «объектами» в лице руководителей цехов.

Важно заметить, что технология бесцехового управления в своих принципиальных моментах взята из опыта управления атомными электростанциями индустриально продвинутых стран. Автору довелось детально изучать их практическую работу и всю систему организации управления. При этом следует подчеркнуть, что принципы бесцехового управления применимы на любых промышленных предприятиях, хотя в наибольшей мере они актуальны для предприятий непрерывного цикла производства. Особую эффективность эти принципы приобретают на объектах повышенной опасности с большим количеством сложного оборудования, высокими требованиями к безопасности производства и уровню квалификации персонала.

В ЧЕМ РАЗЛИЧИЕ СТРУКТУР

Теперь остановимся подробнее на принципиальных различиях двух структур и вытекающих из этого следствиях.

Принципы цеховой структуры:

1) цех – автономное хозяйство, совмещающее в себе функции управления оборудованием, обеспечения его работоспособности и ремонта, планирования и координации работ;

2) цех управляет отдельным участком единого производственного процесса предприятия;

3) совмещение функции управления оборудованием и функции обеспечения его работоспособности;

4) децентрализованное планирование и координация работ с привязкой к цехам;

5) управление цехами как автономными частями единого производственного процесса – управление объектами;

6) наличие в структуре цеха ремонтного персонала;

7) наличие в структуре производственно-технического блока (ПТБ) ряда сервисных подразделений;

8) невосприимчивость к аутсорсингу, поскольку он противоречит принципу автономии цеха.

Важнейшими следствиями этих принципов являются:

- функциональная перегрузка цеха, которую легко обнаружить при изучении Положений о цехах и должностных инструкций начальников цехов. Это означает физическую невозможность полного и качественного выполнения руководством цеха всех вменённых ему обязанностей;

- неустраняемые противоречия между цехами, основанные на естественном несовпадении субъективных подходов руководителей цехов к:

- управлению подчинённым персоналом;
- обеспечению работоспособности оборудования;
- организации и проведению ремонтов;
- планированию и координации работ;

- автономизация, фрагментирование общего производственного потока предприятия по причине слабых и непрозрачных связей между цехами единого производственного цикла; автономия цехов закрепляет расчленённость единого процесса, перекрывает поток производства плотинами отдельных «хозяйств»;

- заинтересованность цеха в сокрытии производственных инцидентов и стремление решать возникшие проблемы собственными силами, не привлекая внима-

ния руководства предприятия. Это приводит к искажённой картине реального состояния эксплуатируемого оборудования и квалификации персонала цеха;

- отсутствие системного планирования всех работ на предприятии и эффективной координации проводимых работ;

- замкнутость цеха на собственном «хозяйстве» (вверенная территория, здания и сооружения, комплекс оборудования, персонал) препятствует внедрению на предприятии любых форм аутсорсинга, то есть делегирования отдельных функций другим подразделениям или организациям, способным выполнять их с лучшим экономическим эффектом для предприятия.

Принципы бесцеховой структуры:

1) упразднение цехов как автономных структурных единиц производственно-технического блока (ПТБ) и распределение четырёх основных функций цехов между подразделениями бесцеховой структуры управления (БСУ);

2) управление сквозными производственными процессами предприятия (от начальной точки до конечного продукта) посредством специализированных подразделений – процессное управление;

3) разделение функций управления оборудованием и обеспечения его работоспособности;

4) централизованное планирование и координация работ на предприятии;

5) формирование классической триады подразделений производственно-технического блока:

- оперативного управления оборудованием;

- владельцев оборудования (обеспечения работоспособности);

- планирования и координации работ;

6) выведение в отдельную структуру всех ремонтных подразделений предприятия;

7) освобождение производственно-технического блока предприятия от всех сервисных подразделений;

8) активное применение экономически целесообразных форм аутсорсинга.

Важнейшие следствия этих принципов:

- весь персонал, управляющий сложным и дорогостоящим оборудованием, объединяется в отдельное подразделение, внутри которого он структурируется по видам эксплуатируемого оборудования. Например, тепломеханическое,

энергетическое, КИП и АСУ ТП, химическое и т. п.;

- работоспособное состояние оборудования обеспечивается службой владельцев оборудования, которая ведёт комплексный мониторинг его состояния и формирует заявки на техническое обслуживание и ремонт для службы технического обслуживания и ремонта (ТОиР). Эта служба выполняет функцию подрядчика для службы владельцев, которая контролирует качество проведённых ремонтов;

- выявляются и ликвидируются скрытые недостатки в работе с оборудованием и подготовкой персонала, так как система его стимулирования в подразделениях владельцев оборудования и оперативного управления оборудованием нацелена на неукоснительное исполнение каждым работником своей должностной инструкции. Предусматривается незамедлительная фиксация любого производственного инцидента с последующим анализом его причин;

- реализуются потенциальные резервы оборудования за счёт своевременной профилактики, технического обслуживания и ремонта в соответствии с индивидуальной историей эксплуатации каждой единицы, а также постоянного повышения мастерства операторов;

- резко сокращается количество различных нестыковок, накладок, «управленческого сора», благодаря деятельности подразделения планирования и координации всех работ на предприятии, а также сокращения уровней управления.

КАРТИНА БЕСЦЕХОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

Бесцеховая структура предполагает максимально полное освобождение руководителя производственно-технического блока (ПТБ) – технического директора – от любых функций, непосредственно не связанных с его основной задачей: обеспечением бесперебойного, высокоэффективного процесса производства товарной продукции.

Для этого ему предоставляются необходимые инструменты достижения требуемой эффективности – триада служб, работающих по всей горизонтали технологического процесса:

- служба оперативного управления оборудованием;
- служба владельцев оборудования;
- служба планирования и координации работ.

В его подчинении находится также специализированное ремонтное подразделение, которое выполняет функции подрядчика для службы владельцев оборудования и структурно входит в состав ПТБ предприятия либо привлекается для работ на договорных условиях (внешний аутсорсинг).

В завершённом, «идеальном» варианте бесцехового управления в подчинении технического директора остаются только перечисленные выше подразделения. Остальные подразделения, входящие в состав ПТБ в цеховой структуре, переводятся в подчинение других вертикалей управления предприятием, включая прямое подчинение генеральному директору, либо выводятся на аутсорсинг.

По мере развития предприятия в условиях бесцеховой структуры реализуются объективные тенденции в эволюции подразделений ПТБ:

1) автоматизация производственных процессов ведёт к неуклонному сокращению должностных позиций по оперативному управлению оборудованием. В итоге служба оперативного управления, включающая в себя всех операторов всех видов оборудования, сведётся к централизованному диспетчерскому управлению единым технологическим процессом;

2) служба техобслуживания и ремонта (ТОиР) по мере развития внешнего рынка услуг будет эволюционировать из состояния внутреннего аутсорсинга в составе ПТБ (подрядчик службы владельцев оборудования) в различные формы внешнего аутсорсинга;

3) служба планирования и координации ПТБ научится точно планировать расходы, затраты, закупки, продажи, начиная с суточного горизонта, и станет реальной аналитической площадкой для решения и координации любых производственных вопросов (в тесном контакте с владельцами оборудования, подрядными ремонтными подразделениями и внешними заинтересованными организациями).

Таким образом, целевая картина ПТБ эталонного цифрового предприятия нефтепереработки и нефтехимии выглядит следующим образом:

- центральная диспетчерская служба (единый пульт управления);
- служба владельцев оборудования (инженерный центр);
- служба планирования и координации.

КАК ЭТО РАБОТАЕТ НА ПРАКТИКЕ?

При внедрении бесцеховой структуры управления (БСУ) происходит селекция всего персонала цехов и других подразделений ПТБ по четырём основным группам: операторы оборудования, ремонтники, владельцы оборудования (инженеры, обеспечивающие его работоспособность), специалисты по планированию и координации.

Процесс формирования штатного расписания подразделений БСУ проходит под контролем независимых экспертов, что исключает произвольные действия руководства технического блока по определению параметров и должностному наполнению штатного расписания новых подразделений.

Такой подход предполагает глубокий анализ каждой должностной позиции на предмет её необходимости и степени загруженности в новой структуре. В результате выявляются значительные кадровые резервы, избыточные руководящие позиции, уровни управления, обнаруживаются возможности для совмещения производственных функций.

Термин «оптимизация персонала» приобретает изначальный смысл: происходит не механическое сокращение работников начальниками цехов по их собственному усмотрению на основе разнарядок «сверху», а разумный вывод действительно избыточных должностных позиций без ущерба для работоспособности предприятия.

Благодаря этому преодолевается характерная для цехов хаотичность штатного расписания, защищаемая авторитетом и производственным «весом» начальников цехов. Сведённые из цехов в две большие «армии» операторы оборудования и ремонтный состав предоставляют обширные возможности для обособленного кадрового манёвра за счёт применения передовых методов организации их работы. При этом сокращается как минимум 10% штатного состава, что даёт соответствующий рост производительности труда.

Однако указанное повышение производительности – всего лишь первый шаг в обеспечении её неуклонного роста благодаря структурным инструментам бесцехового управления. БСУ работает на стратегическую перспективу экономического роста за счёт реализации потенциала создаваемого на предприятии инженерного центра – службы владельцев оборудования (СВО).

Это принципиально новое подразделение, собранное из высококлассных инженеров и специалистов, призвано генерировать и воплощать на практике конкретные идеи и мероприятия по автоматизации производства, повышению коэффициента использования оборудования, снижению аварийности, точному прогнозированию и совершенствованию производственных процессов, снижению всех видов рисков для производства. В конечном итоге это обеспечивает постоянный и неуклонный рост производительности труда и конкурентоспособности предприятия.

В функционале СВО решается неведомая для цехового производства задача – переход от управления людьми к управлению процессами, выполняемыми этими людьми. По сути дела, с формированием СВО происходит кардинальная трансформация образа опорного звена в руководстве ПТБ – начальника цеха, основным инструментом которого было «ручное» управление коллективом.

В бесцеховой структуре опорным звеном ПТБ становится инженер СВО, базовым инструментом которого является создание интеллектуального продукта – инструкций, технических регламентов по управлению оборудованием и контролю качества ремонтных работ, планов ТО и ремонтов, мероприятий по повышению надёжности подконтрольного оборудования и техническому перевооружению.

Итак, движение к целевому образу цифрового предприятия нефтепереработки и нефтехимии в русле идеологии индустриализации 4.0 предполагает не столько консолидацию финансовых ресурсов для автоматизации производства, сколько выстраивание адекватной требованиям времени организационной структуры управления – бесцеховой. Её ключевые подразделения позволяют обеспечить грамотное планирование, реализацию и контроль мероприятий по комплексной цифровизации предприятия, включая элементы искусственного интеллекта и промышленного Интернета вещей.

Более подробная информация о бесцеховой структуре управления и опыте её внедрения на производственных предприятиях России представлена в книгах автора, размещенных на сайте www.cvbp-af.ru.



Больше, глубже, дороже

Количество открытых месторождений на шельфе растёт, а вместе с тем развивается и рынок подводного оборудования

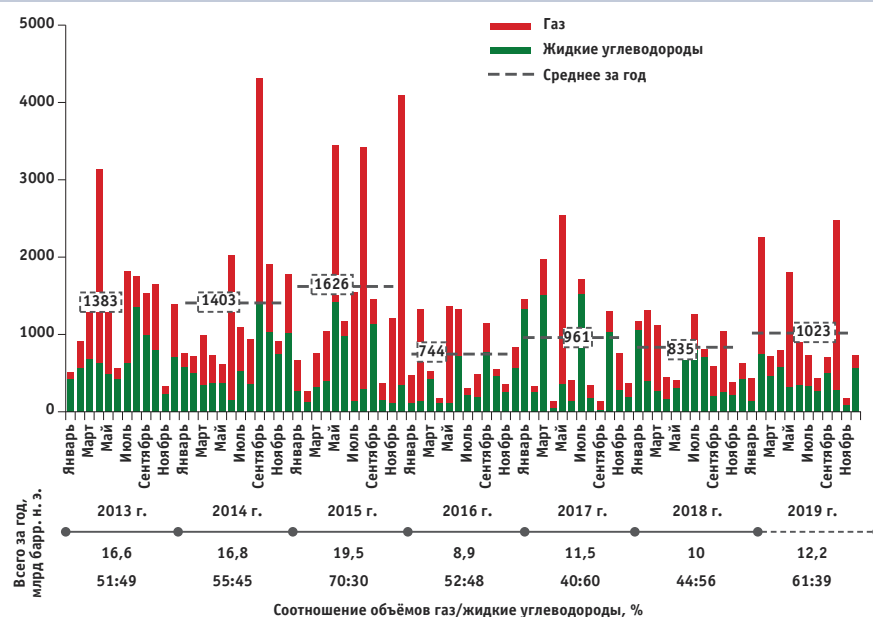
Константин СЕРГЕЕВ

Прошлый 2019 г. ознаменовался рекордными объёмами новых запасов традиционных углеводородов, а 2020-й обещает ещё больше открытий – особенно в шельфовой зоне. Успехи геологоразведки стимулируют добывающие компании вкладывать дополнительные средства в расширение бизнеса, что позволяет производителям соответствующего оборудования стремительно поднимать цены на собственные услуги и продукцию. В то время как сланцевые операторы не на шутку озабочены дефицитом доступных углеводородных резервов, перспективы конвенциональной добычи представляются гораздо более обнадеживающими.

Разведка доложила точно...

По итогам прошлого года разведанные запасы «традиционных» нефти и газа выросли более чем на 12 млрд баррелей нефтяного эквивалента (см. рис. 1).

Рис. 1. Динамика открытий новых месторождений конвенциональных углеводородов, млн барр. н. э./мес.



Источник: Rystad Energy.

Согласно подсчётам экспертов Rystad Energy, запасы 26 месторождений, открытых в прошедшем году, превышают 100 млн барр. н. э. Оценки Westwood Energy ещё оптимистичнее – около 13 млрд баррелей открытых запасов и 27 новых крупных месторождений. Это почти на 60% выше соответствующих показателей 2015 г., предшествующего глубокому кризисному падению ГРП в отрасли (см. рис. 2).

При этом результаты исследований обеих компаний сходятся в том, что основная часть перспективных месторождений была обнаружена в шельфовой зоне, а свыше половины их запасов составляет природный газ.

Что касается максимальной концентрации новых ресурсов, то рейтинг возглавляет Гайана, общий объём извлекаемых запасов которой оценивается более чем в 1,8 млрд барр. н. э. (см. рис. 3).

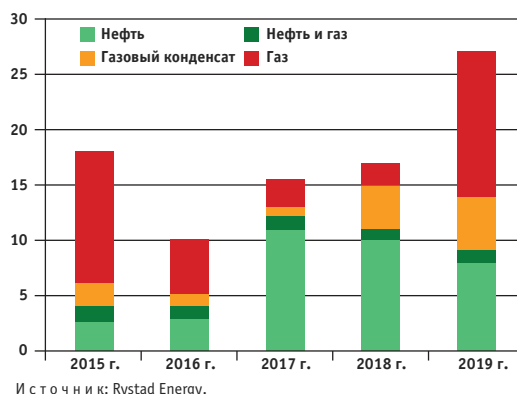
Заметим, что подобный вывод делается с учётом четырёх новых открытий американской ExxonMobil на шельфовом блоке Stabroek и одного – британско-ирландской Tullow Oil, сделанного к западу от этого района.

Второе место присуждено России. Основанием для этого стало открытие «Газ-промом» двух крупных месторождений в Карском море – имени Динкова (на Русановском блоке) и Нярмейского (на одноименном блоке). Западные отраслевые эксперты оценивают их суммарные извлекаемые запасы в 1,5 млрд барр. н. э., причём месторождение им. Динкова признаётся второй в мире по величине находкой 2019 г. Стоит отметить внимание, что в суверенном рейтинге наша страна уверенно заняла бы первое место, поскольку оба открытия сделаны национальной компанией на национальной же территории.

Благодаря усилиям ВР на третьем месте оказалась Мавритания. По версии Rystad Energy, обнаруженное здесь в 2019 г. британской компанией газоносное поле Огса стало не только самым крупным одиночным (около 1,3 млрд барр. н. э.), но и самым глубоководным (свыше 2500 м) месторождением. Ранее на шельфе страны были открыты и другие залежи природного газа. Это позволяет реализовать планы по сооружению мощностей по перевалке СПГ в районе местного порта Бир-Алла.

Ирану отводится достаточно скромное четвёртое место, причём без подробных описаний потенциала новых месторождений. Очевидно, на фоне оче-

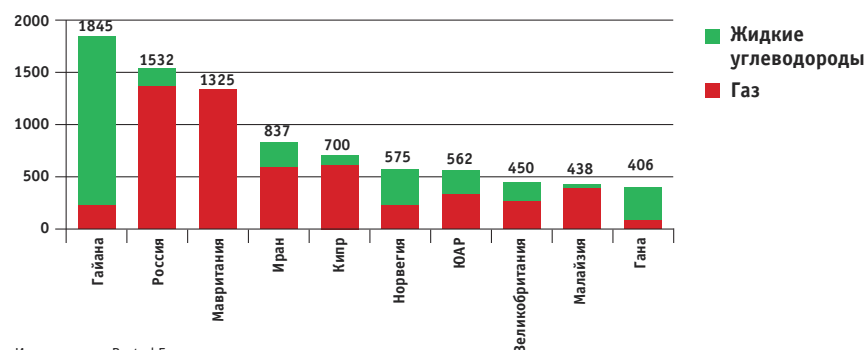
Рис. 2. Рост продуктивности ГРП по конвенциональным углеводородам (количество открытых месторождений с запасами более 100 млн барр. н. э.)



Источник: Rystad Energy.

(неподалеку от границы с Ираком). Согласно предварительным оценкам иранской стороны, его доказанные запасы составляют не менее 53 млрд баррелей. В случае подтверждения этих ожиданий суммарные нефтяные ресурсы Ирана вырастут на 34% (до 208,6 млрд баррелей). Таким образом, по результативности ГРП Иран имеет все шансы не только стать абсолютным чемпионом 2019 г., но и войти в тройку мировых лидеров по запасам «чёрного золота» (после Саудовской Аравии и Венесуэлы).

Рис. 3. Ведущие страны по объёмам открытых в 2019 г. запасов углеводородов на шельфе, млн барр. н. э.



Источник: Rystad Energy.

Рис. 4. Количество поисково-разведочных скважин на шельфе, 2015–2020 гг., ед.



Источник: Westwood Energy.

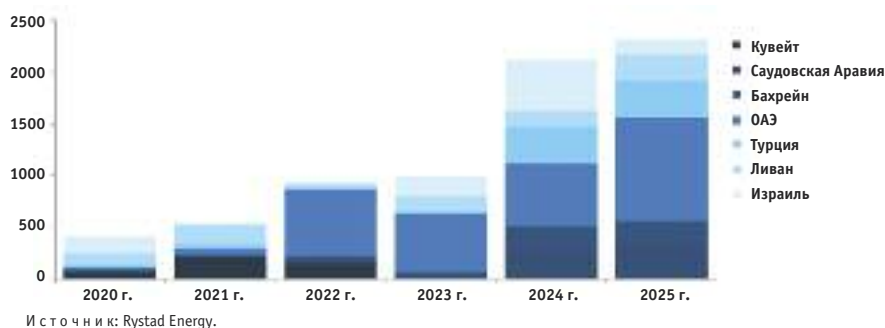
редного обострения отношений между Тегераном и Вашингтоном специалисты Rystad достаточно скептически отнеслись к относительно недавнему заявлению президента Ирана Хасана Роухани об открытии перспективного нефтеносного бассейна в провинции Хузистан

Обладатели последующих мест в рейтинге обязаны своими успехами компаниям ExxonMobil (открыла месторождение Glaucus на шельфе Кипра), норвежской Equinor (Sputnik в национальном секторе Баренцева моря), французской Total (Brulpadda у побережья Южной Африки) и китайской CNOOC (Glengorm в британском секторе шельфа Северного моря).

Однако, где есть лидеры, найдутся и аутсайдеры. Несмотря на успехи Equinor и CNOOC, общий баланс поисковых усилий на северо-западе Европы оказался неутешительным: из 27 разведочных скважин, проложенных в регионе, на запланированные показатели по объёму обнаруженных запасов (> 100 млн барр. н. э.) удалось выйти только в двух случаях. В Мексике же практически безрезультатными оказа-

лись поисковые усилия на северо-западе Европы. В Мексике же практически безрезультатными оказа-

Рис. 5. Динамика расходов на ГРП в странах Ближнего Востока, млн долл.



Источник: Rystad Energy.

лись все пять из пяти подобных скважин. Всего, по данным Westwood Energy, в 2019-м была пробурена 91 разведочная скважина (+36% к предыдущему году), причём затраты на их прокладку лишь незначительно превысили показатель 2018-го (3,5 млрд долл.).

Значительное снижение производственных расходов стимулирует дальнейшую активизацию ГРП, даже несмотря на отдельные неудачи, так что уже в 2020-м этот показатель может достичь предкризисного уровня (см. рис. 4).

С учётом динамики и преимущественных тенденций прошлого года, ведущие нефтегазовые операторы сосредоточат свои силы и средства на поиске и освоении углеводородных запасов шельфовой зоны. Каким регионам будет уделено особое внимание?

Компас для инвестиций

Мнения западных отраслевых аналитиков относительно основных направлений поиска углеводородных ресурсов на шельфе расходятся. Эксперты Rystad Energy прогнозируют, что в ближайшие пять лет основным центром притяжения инвестиций в ГРП станет Ближний Восток (см. рис. 5).

Роль потенциального лидера отводится Объединённым Арабским Эмиратам, которые намерены до 2025 г. вложить в разведку шельфа порядка 1 млрд долларов. За ними следуют Турция (350 млн) и Саудовская Аравия (350 млн). Ожидается, что Бахрейн за предстоящую пятилетку увеличит собственные инвестиции в ГРП на шельфе в 10 раз (с 23 до 230 млн долларов). Кувейт же впервые за 30 лет возобновит поисковые работы на морском дне: в соответствии с контрактом, заключённым с американской Halliburton, в 2020–2022 гг. на это будет выделено 600 млн долларов. Последовательное наращивание инве-

Табл. 1. Компании-лидеры по открытию новых месторождений углеводородов на шельфе

	2019 г.	2020 г.
1	Exxon Mobil	Total
2	Hess	Equinor
3	CNOOC	Shell
4	Total	Eni

Источники: Rystad и Westwood Energy.

стиций в ГРП шельфовой зоны (по крайней мере, до 2024 г.) предполагается также в Израиле и Ливане.

Аналитики же Westwood Energy считают, что в центре внимания добывающих компаний окажутся страны Северной и Южной Америки. При этом только на шельфе Мексики планируется пробурить 10 скважин, благодаря которым предполагается открыть 2,5 млрд баррелей углеводородных запасов.

Помимо Западного полушария, активизация разведочного бурения предполагается на шельфах Австралии и Африки. Некоторое снижение поисковой активности ожидается в Гайане (где

инвесторы сосредоточатся на промышленной разработке ранее открытых месторождений) и на северо-западе Европы (после многочисленных неудач 2019 г.).

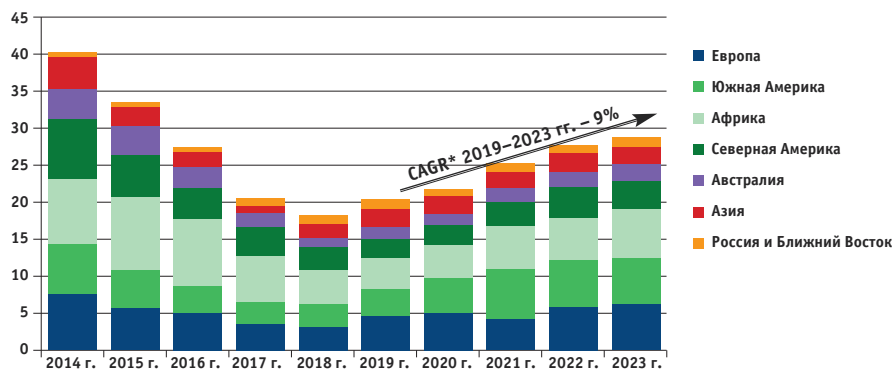
Смена районов приложения основных усилий может привести и к изменениям в списке потенциальных чемпионов по новым открытиям. Любопытно, что в прогнозах на 2020 г. британская Westwood отдаёт предпочтение исключительно европейским компаниям, очевидно отводя прошлогоднему лидеру ExxonMobil роль «насытившегося удава». Норвежская Rystad не исключает, что американский гигант третий год подряд продолжит удерживать пальму первенства по наращиванию разведанных запасов, превзойдя свой же рекорд 2019 г. (+1,07 млрд баррелей). При этом обе аналитические компании даже не рассматривают возможности попадания российских операторов в четвёрку лидеров (см. табл. 1).

Впрочем, это и неудивительно: ведь для западных экспертов Россия ещё со времён Уинстона Черчилля остаётся загадкой, завёрнутой в тайну и помещённой внутрь головоломки. Тем более что куда больше их внимание обращено на возможные последствия наблюдаемых (и ожидаемых) успехов ГРП для рынка подводного оборудования. А от российского сегмента данного рынка западный бизнес оказался фактически отрезанным из-за «игры в санкции».

Лучше бурить на дне...

По оценкам экспертов, в ближайшие годы ожидается впечатляющий подъём рынка морского нефтегазового оборудования (см. рис. 6).

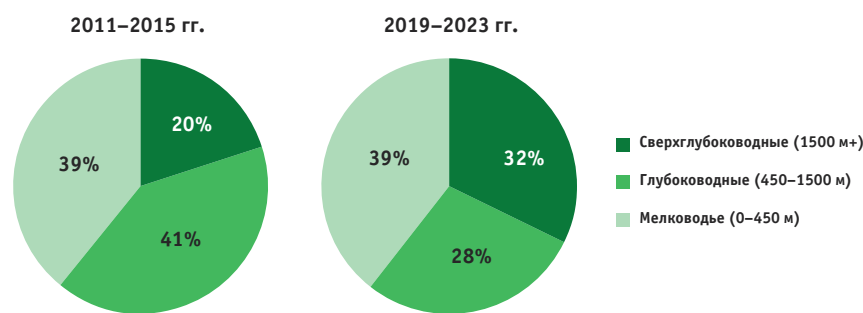
Рис. 6. Динамика капитальных затрат на рынке подводного оборудования по регионам, млрд долларов



Источник: Rystad Energy.

*Совокупный среднегодовой темп роста.

Рис. 7. Системы морской фонтанной арматуры: распределение по глубинам, %



Источник: Rystad Energy.

Похоже, что после затяжного снижения до исторического минимума (<18 млрд долларов в 2018 г.) добывающие компании намерены последовательно увеличивать капитальные расходы на подводное оборудование и услуги по его обслуживанию. Предполагается, что по итогам текущего года прирост достигнет 8% к показателям 2019 г., а на протяжении последующих трёх лет его среднегодовые темпы составят не менее 9%. Приоритетными регионами при этом по-прежнему остаются Южная Америка, Африка и Европа. Северная Америка и Австралия могут надеяться лишь на умеренный рост (и то не ранее 2021 г.), а инвестиции в освоение шельфа АТР останутся практически без изменений.

География инвестиций вполне ожидаемо диктуется глубиной залегания ресурсов. Основным катализатором роста станет активизация освоения новых глубоководных месторождений (глубины моря >450 м). За три последних года капиталовложения в этот сектор увеличились более чем вдвое – с 43 до 100 млрд долларов. Причём в 2019 г. их прирост составил свыше 40%! Правда, эти цифры ещё далеки от докризисных. Например, в 2013 г. окончательные инвестиционные решения по глубоководным проектам оценивались в 181 млрд долларов. Однако в целом динамика выглядит достаточно обнадеживающей.

К тому же постепенное смещение работ на глубины, превышающие 1500 м, стимулирует операторов всё чаще применять высокотехнологичные (а значит, дорогие) системы донной фонтанной арматуры – так называемые рождественские ёлки. В то время как доля этих систем в мелководных районах предсказуемо остаётся на прежнем уровне, новые заказы ожидает уверенное пе-

рераспределение в пользу сверхглубоководного диапазона (см. рис. 7).

Производители надеются на дальнейшую активизацию освоения шельфа Гайаны (в первую очередь компанией ExxonMobil на блоке Stabroek), а также Ганы (месторождение Pecan). Кстати, вместе с норвежской Aker Energy участие

ходов на подводное оборудование для нефтедобычи достиг 30% и где вплоть до 2023 г. он ожидается на уровне 14%. Главным образом это связано с возобновлением расширенной программы FPSO-проектов. В ходе её реализации национальный оператор Petrobras планирует задействовать девять специализированных плавучих установок – то есть почти треть всего их мирового флота. Соглашения с операторами четырёх из них уже подписаны в прошлом году, а контракты на аренду оставшихся пяти предполагается заключить в 2020 г.

Монополия на конкуренцию

Подобно сегменту морских буровых платформ рынок подводного оборудования выходит из кризиса ещё более консолидированным. На сегодняшний день его фактически контролируют всего три консорциума, рождению каждого из которых предшествовало слияние двух крупных отраслевых компаний (см. табл. 2).

Табл. 2. Основные игроки мирового рынка подводного оборудования

Название консорциума	Компании-участники
TechnipFMC	FMC Technologies + Technip
Subsea Integration Alliance	OneSubsea + Subsea
Baker Hughes/McDermott	Baker Hughes+McDermott

Источник: составлено автором.

Табл. 3. Характеристики интегрированных контрактов на поставку подводного оборудования для разработки шельфовых месторождений

	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Количество	12	9	17
Средняя стоимость одного, млн долл.	250	333	412
Общая сумма, млрд долл.	3	3	7

в освоении запасов сверхглубоководного (2600 м) месторождения Pecan планирует принять и российский «ЛУКОЙЛ».

Помимо Южной Америки и Западной Африки, повышение спроса на оборудование подобного типа ожидается в рамках глубоководных проектов в Мексиканском заливе (сектор США). В диапазоне же относительно малых глубин (110–450 м) в качестве перспективных заказчиков рассматриваются операторы уже действующих месторождений Северного и Норвежского морей – Johan Sverdrup, Fenja, Nova и Aerfugl.

Наряду с ростом популярности донных фонтанных систем, увеличивается спрос и на услуги плавучих установок добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO). В первую очередь это касается Бразилии, где в 2019 г. прирост капитальных рас-

Члены этой «большой тройки» для разработок шельфовых месторождений предлагают операторам так называемые интегрированные контракты, позволяющие решить весь комплекс проблем с изготовлением, поставкой, монтажом и обслуживанием оборудования, а также всех его комплектующих. Несмотря на то что средняя стоимость интегрированных контрактов неуклонно увеличивается, спрос на услуги подобного рода быстро растёт (см. табл. 3).

Ну что ж, ближнесрочные перспективы для рынка подводного оборудования представляются достаточно оптимистичными. Остаётся надеяться, что ожидания эти не будут омрачены очередным обвалом мировых цен на нефть и газ, признаки которого с начала 2020 г. становятся всё более очевидными. ■



Белоруссия без российской нефти

Варианты поставок сырья в обход соседней республики возможны, но нежелательны

Сергей ВОРОБЬЁВ,
директор;
Сергей АЛИХАШКИН,
аналитик
(Институт развития технологий ТЭК);
Тамара САФОНОВА,
исполнительный директор ООО «НААНС-МЕДИА», доцент кафедры международной
коммерции РАНХ и ГС при Президенте РФ

Первого января 2020 г. была сокращена прокачка российской нефти на белорусские НПЗ через нефтепровод «Дружба», так как Москва и Минск не смогли до этого срока договориться об условиях поставок на 2020 г. – о стоимости транзита и сырья.

Сейчас нефть из России в Белоруссию поставляют только предприятия группы «Сафмар» Михаила Гуцериева. В январе объём поставок на Полоцкий и Мозырский НПЗ составил около 650 тыс. т нефти, примерно половину потребностей РБ. 20 января представители «Белнефтехима» заявили о закупке 80 тыс. т нефти у Норвегии для переработки на НПЗ «Нафтан».

Прокачка нефти в Польшу, Германию, Словакию, Чехию и Венгрию продолжается при отсутствии договоренностей сторон.

С 1 февраля ставка транзита по РБ, согласно межправительственному соглашению, должна быть поднята на 6,8%. В этих условиях стороны решили отложить переговоры и вернуться к вопросу позже, учтя и новый экологический налог, и подготовленные расчёты по компенсациям за поставки загрязнённой хлоридами нефти.

Рассмотрим причины и возможные последствия нефтяного конфликта в свете дополнительных требований Минска, выдвигаемых Москве.

История и нынешнее состояние «Дружбы»

«Дружба» – крупнейшая в мире система магистральных нефтепроводов. Создавать её начали в 1960 г. Первая очередь нефтепровода была сдана в 1964-м. В связи со значительным ростом экономик стран союзного блока, входивших в Совет экономической взаимопомощи (СЭВ), в 1969 г. рядом с трубами «Дружбы-1» начали прокладывать трубы нефтепровода «Дружба-2», стройку завершили в 1974 г. Ввод в строй второй «Дружбы» позволил более чем в два раза увеличить экспортные поставки нефти из СССР.

Маршрут нефтепровода проходит от Самары до последней на территории России перекачивающей станции Унеча, затем доходит до белорусского Мозыря, после чего разветвляется на два участка: северный – по территории Белоруссии, Польши, Германии и южный – по территории Украины, Чехии, Словакии, Венгрии и Хорватии (см. рис. 1). В 2006 г. прокачка нефти от Унечи в сторону Латвии и Литвы была остановлена. Поставки нефти в Хорватию в настоящее время не осуществляются.

Рис. 1. Схема трубопроводной системы «Дружба»



Проектная мощность системы «Дружба» составила 80 млн т в год. В 2018 г. по ней было перекачано 48,9 млн т нефти, в 2019-м – 43,9 млн т, то есть транспортировка сократилась на 6,5 млн т (см. табл. 1). Отчасти снижение объёмов перекачки в прошлом году было запланировано ПАО «Транснефть», отчасти было связано с загрязнением нефти хлорорганическими соединениями (ХОС) в системе и временной остановкой работы нефтепровода.

На поставках нефти на белорусские НПЗ загрязнение ХОС практически не сказалось, снижение составило лишь 0,3 млн т (см. табл. 2). При этом два года подряд поставки не достигают квоты 18 млн т, оговорённой соглашением между РФ и РБ.

НЕФТЬ ДЛЯ МИНСКА ВСЕГДА ДЕШЕВЛЕ

По соглашению между Москвой и Минском, достигнутому в 2017 г., Россия обязалась поставлять в Белоруссию 24 млн т нефти в год. Но физические объёмы поставок составляют лишь 18 млн т. Ещё 6 млн т Белоруссия реэкспортирует с территории России по так называемой процедуре «перетаможки», то есть пошлины от экспорта этого объёма нефти поступают в бюджет Белоруссии. Данный ме-

ханизм был согласован как способ субсидирования цен на российский газ для Белоруссии. По экспертным оценкам, «перетаможка» до начала налогового манёвра приносила белорусскому бюджету 550–600 млн долларов в год.

Цены закупки российской нефти для белорусских НПЗ всегда были ниже мировых. Они рассчитывались как цена Urals на Роттердамском рынке минус таможенная пошлина плюс 10 долларов с

каждой тонны (премия российских компаний) плюс тариф на прокачку.

Премиа в 10 долларов для российских компаний действует с 2011 г., её учредили в качестве стимула для российских ВИНК к увеличению поставок нефти в Белоруссию.

На рис. 2 и 3 представлены цены на Urals для белорусских НПЗ в сравнении с мировыми.

Из представленных рисунков видно, что все последние пять лет цена закупки российской нефти белорусскими предприятиями была ниже, чем стоимость реализации нефти Urals на внешнем рынке. Разница в цене главным образом обусловлена изменением конъюнктуры на мировом рынке – чем котировки ниже, тем меньше дополнительный доход белорусских НПЗ при приобретении российского сырья.

По данным белорусской стороны, в 2019 г. цена российской нефти для Минска составляла примерно 80% от мировой. Желание Белоруссии добиться от Москвы более выгодных условий поставок нефти связано с российским налоговым манёвром, по которому к 2024 г.

По данным белорусской стороны, в 2019 г. цена российской нефти для Минска составляла примерно 80% от мировой.

Желание Белоруссии добиться от Москвы более выгодных условий поставок нефти связано с российским налоговым манёвром, по которому к 2024 г.

Табл. 1. Поставки нефти по трубопроводу «Дружба» (кроме Белоруссии) в 2018–2019 гг., млн т в год

Направления отгрузки	2018 г.	2019 г.	+/- к 2018 г.
Германия	20,6	16,1	-4,5
Польша	15,0	13,1	-1,9
Чехия	4,0	3,8	-0,2
Словакия	5,2	5,0	-0,2
Венгрия	4,1	4,3	+0,2
Всего	48,9	42,3	-6,6

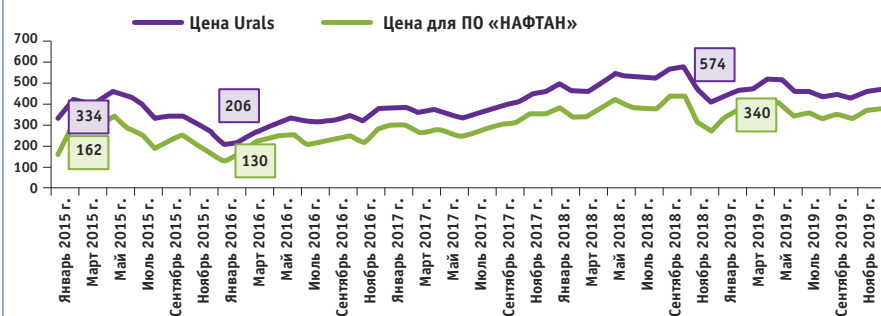
Источник: ПАО «Транснефть» и НААНС-МЕДИА.

Табл. 2. Поставки нефти по трубопроводу «Дружба» на НПЗ Белоруссии в 2018–2019 гг., млн т в год

Направления отгрузки	2018 г.	2019 г.	+/- к 2018 г.
Мозырский НПЗ	9,7	9,5	-0,3
ПО «НАФТАН»	8,2	8,1	-0,1
Всего	17,9	17,6	-0,4

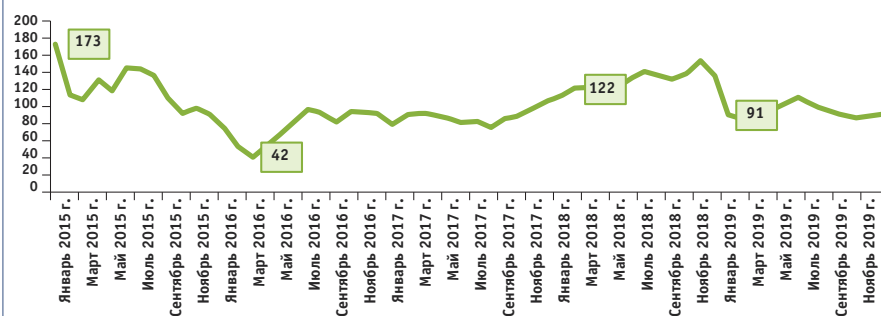
Источник: НААНС-МЕДИА.

Рис. 2. Среднемесячные цены нефти Urals на Роттердамском и Средиземноморском рынках и цены российской нефти для ПО «НАФТАН» в 2015–2019 гг., долл./т



Источник: НААНС-МЕДИА.

Рис. 3. Разница в цене между стоимостью российской нефти на международном рынке и НПЗ Белоруссии, долл./т



Источник: НААНС-МЕДИА.

экспортная пошлина будет обнулена. Тогда надбавка в 10 долларов за тонну, которую Минск сейчас выплачивает российским ВИНК, утратит обоснование.

Причины разногласий Москвы и Минска

В настоящий момент публично объявленные претензии Минска и разногласия по вопросу прокачки нефти можно разбить на четыре составляющих:

- 1) надбавка 10 долларов на тонну к договорной цене (цена мирового рынка минус экспортная пошлина);
- 2) вопрос «перетаможки»;
- 3) компенсация за загрязнение нефти в «Дружбе»;
- 4) тарифы на прокачку.

В декабре 2019 г. средняя цена сорта Urals составила 64,47 доллара за баррель, или примерно 469,3 доллара за тонну (при коэффициенте пересчета 7,28 барреля на тонну). Размер экспортной пошлины, рассчитанный с коэффициентом 0,833 и на основе мониторинга цен на целевых рынках, в декабре равнялся 90,5 доллара за тонну. Таким образом, стоимость нефти без учета таможенной пошлины составила

Желание Белоруссии добиться от Москвы более выгодных условий поставок нефти связано с российским налоговым маневром, по которому к 2024 г. экспортная пошлина будет обнулена.

378,8 доллара за тонну, или 80,7% от средней стоимости Urals на европейских рынках. Добавка к цене 10 долларов за тонну увеличивает стоимость нефти для белорусских НПЗ до 82,9% от мировой.

С 1 января 2020 г. коэффициент, применяемый при расчете пошлин на нефть, снижен до 0,667. Благодаря этому размер пошлины уменьшился на 13,3 доллара, до 77,2 доллара за тонну. Цена Urals на 14 января составляла 60,02 доллара за баррель, то есть около 436,95 доллара за тонну. Значит, Минску она обошлась бы в 359,75 доллара за тонну, или 83,3% от европейской цены Urals. А надбавка в 10 долларов поднимает белорусскую цену до 84,6% от мировой.

Для сравнения, в январе 2017 г., по расчетам Фонда национальной энергетической безопасности, баррель Urals стоил для Белоруссии 40,4 доллара при европейских котировках – 53,2 доллара. То есть «льготная» цена составляла около 76% от мировой.

«В условиях реализации налогового маневра и ежегодного увеличения стоимости нефти для Белоруссии за счет уменьшения таможенной пошлины платить премию российским нефтяным компаниям в том размере, в котором мы договаривались это делать в 2011 г., сегодня не имеет никакого смысла. Это просто экономически нецелесообразно», – заявил в связи с этим первый вице-премьер Белоруссии Дмитрий Крутой.

Минск придерживается малообоснованной позиции, что начиная с 2020 г. он будет закупать российскую нефть только при условии аннулирования упомянутой премии. Однако кроме риторики о потере экономического «смысла» эта позиция ничего не содержит. Поверхностный арифметический подсчет показывает, что до окончания налогового маневра более дешёвую нефть, чем в России, даже с учётом упомянутой премии, Белоруссия нигде не получит.

На отмену надбавки пока согласились только структуры, принадлежащие Михаилу Гуцериеву, у которого с Белоруссией давние и тесные деловые контакты.

Экономика процесса сегодня выглядит следующим образом. При котировках 60 долларов за баррель (436,8 доллара за тонну) 10 долларов за тонну – это всего около 2,2% от цены. И наличие такой премии может сделать поставки в Белоруссию более дорогими, чем в Европу, только после полного обнуления экспортной пошлины в 2024 г.

Однако при поставках в РБ 18 млн т нефти республика платит российским компаниям сверх базисной стоимости нефти 180 млн долларов. Для сравнения, дефицит бюджета Белоруссии в 2020 г. составляет 500 млн долларов, то есть надбавка значима для финансовой системы республики. Розовая отмена надбавки сейчас или в 2024 г. или постепенное её снижение – очевидный предмет переговоров.

«Перетаможка» и транзитный тариф

Схема «перетаможки» формально появилась в 2017 г., после того как Россия и Белоруссия долгое время не могли согласовать вопрос нефтегазового сотрудничества. Тогда Москва с целью компенсации вы-

соких, по мнению белорусской стороны, цен на газ предоставила Минску возможность зачислять в свой бюджет таможенную пошлину от 6 млн т экспортируемой из России нефти. Схема получила рабочее название «перетаможка».

Данный механизм был прописан в Соглашении о сотрудничестве в нефтегазовой сфере, которое действовало до конца 2019 г. Шесть миллионов тонн – это приблизительно тот объём нефти, который нужен республике для внутреннего потребления и который продолжительное время фигурировал в белорусско-российских переговорах.

Стороны не смогли согласовать продолжение действия этого механизма на 2020 г. Как заявил в ноябре заместитель министра финансов Белоруссии Юрий Селиверстов, потери доходной части бюджета республики в 2020 г. от прекращения «перетаможки» российской нефти составят 951 млн белорусских рублей (около 423,6 млн долларов). Министр энергетики РФ Александр Новак позже отметил, что вопрос «перетаможки» – отдельный. «“Перетаможка” заканчивается в 2019 г., и если никаких дополнительных решений принять не удастся, то нефть будет поставляться на белорусские НПЗ в тех объёмах, которые будут согласованы индикативным балансом», – пояснил Новак.

Снижение прокачки по «Дружбе» в 2019 г. вследствие загрязнения ХОС составило около 3 млн т, что, по оценке Минска, привело к потере Белоруссией доходов от транзита в размере 2,2 млрд российских рублей (с 2010 г. тариф на прокачку через Белоруссию по договору измеряется в российских рублях). Однако до сих пор чёткого экономического обоснования потерь республика не предоставила, прибегая к риторике вместо фактического предъявления доказательств.

Минск настаивает, чтобы компенсация ущерба была произведена через повышение тарифа на 23,1%. Обоснования данной цифры ни «Транснефтью», ни российской ФАС пока не получены. ПАО «Транснефть» готово полностью компенсировать документально доказанный ущерб Минску. Позиция компании прозрачна и была неоднократно заявлена. С Казахстаном и Украиной уже подписаны соответствующие соглашения.

С 1 сентября Белоруссия в рамках ранее достигнутых с РФ договорённостей повысила тариф на прокачку на 3,7%. Если стороны не приходят к согласию по поводу изменения тарифа, то, по умолчанию, он увеличивается в размере среднегодового



Схема «перетаможки» формально появилась в 2017 г., после того как Россия и Белоруссия долгое время не могли согласовать вопрос нефтегазового сотрудничества. Тогда Москва с целью компенсации высоких, по мнению белорусской стороны, цен на газ предоставила Минску возможность зачислять в свой бюджет таможенную пошлину от 6 млн т экспортируемой из России нефти.

индекса потребительских цен на 2020 г. (3,8%), установленного параметрами прогноза социально-экономического развития РФ, увеличенного не более чем на 3%. То есть в совокупности рост может составить 6,8%.

Сегодня белорусский тариф на транспортировку нефти остаётся самым низким среди соседних стран-транзитёров: 0,86 доллара на 100 тонно-километров. Для сравнения, в Польше он выше белорусского на 22% (1,05 доллара), на Украине – на 62% (1,39 доллара). Разница объясняется изначальным расчётом тарифа в российских рублях и девальвацией рубля. По сути, Белоруссия просит увеличить свой тариф в твёрдой валюте до уровня Польши. Москва, очевидно, не согласна, указывая Минску на двойные стандарты. С одной стороны, белорусы не желают получать сырьё по европейским ценам, жалуясь на налоговый манёвр, с другой – требуют повысить стоимость транзита до того же европейского уровня. И это только экономи-

ческая сторона дела. Политическую составляющую оставляем за скобками.

Свою позицию по вопросу тарифов Минск подкрепляет и претензиями к качеству Urals. С 1 января 2020 г. вступили в силу новые требования Международной морской организации ООН (ИМО), согласно которым предельное содержание серы в судовом топливе снижено с 3,5% до 0,5% для всех акваторий. В связи с этим представители концерна «Белнефтехим» заявили, что заводам страны «предстоит реагировать» на изменения спроса на высоко- и низкосернистый мазут. А это потребует либо дополнительных затрат на модернизацию мощностей, либо смены поставщика сырья. Иными словами, по мнению белорусской стороны, российская нефть становится для НПЗ республики менее экономически привлекательной. При этом альтернативы всё равно нет. Варианты – получать по мировой цене либо российскую нефть, либо любую другую. Это превращает данные заявления не более чем в пустую риторику. Причём даже «менее привлекательная» цена России компенсируется снижением мировой цены Urals. Из-за новых требований ИМО цена на Urals в 2020 г. может уменьшиться в среднем почти на 5 долларов за баррель относительно Brent (на январь 2020 г. дисконт уже составляет как минимум 17%). И это не считая издержек на перенастройку нефтепереработки под другое сырьё. Таким образом, белорусские НПЗ ничего не теряют.

МИНСК: ПРЕТЕНЗИИ И УГРОЗЫ

Процесс прекращения «нефтяного спонсирования» Минска со стороны Москвы с помощью налогового манёвра сопровожда-

ется рядом акций, показывающих уровень противостояния сторон.

Со стороны России последовала отмена «перетаможки», категорическое нежелание отменить надбавку в 10 долларов за тонну нефти и отказ от повышения тарифов. С ноября 2018 г. Россия ввела запрет на экспорт в Белоруссию светлых и тёмных нефтепродуктов, а также сжиженного углеводородного газа (СУГ), оставив лишь объёмы, необходимые для нужд белорусских заводов. В итоге Минск потерял в 2019 г. около 240 млн долларов вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты. Решение РФ было обосновано тем, что РБ производит достаточное количество нефтепродуктов для собственных нужд и поэтому не нуждается в российском топливе.

После объявления о налоговом манёвре Минск начал искать альтернативные варианты поставок нефти. Отдельная тема, в какой степени это было способом давления на Москву, а в какой – результатом реальных опасений по поводу возможности прекращения поставок. В который раз была реанимирована старая история поставок сырья через Украину по нефтепроводу Одесса – Броды и через Польшу и балтийские порты. 24–25 октября 2019 г. президент Белоруссии совершил визит в Нур-Султан, где объявил о договорённости с Казахстаном о поставках нефти, однако в «Транснефти» опровергли существование заявок на прокачку сырья из Казахстана в РБ.

В декабре 2019 г. президент Белоруссии объявил о возможности перевести две из трёх труб «Дружбы» на территории республики в реверсный режим, чтобы снабжать белорусские НПЗ сырьём с мирового рынка через порты Польши. В этом случае у России осталась бы одна труба для экспорта, и его объём сократился бы в три раза: примерно с 60 млн до 20 млн т в год. Глава «Транснефти» Николай Токарев тогда отметил, что заявления белорусского лидера носят политический характер и требуют серьёзной экономической проработки. По экономике они не проходят, сказал Н. Токарев.

В январе 2020 г., после прекращения поставок нефти на белорусские НПЗ, Минск снова обратился к Польше, Украине, странам Балтии, Казахстану и Азербайджану с просьбой представить коммерческие предложения по импорту сырья. Варшава отказала Минску, заявив о невозможности реверсных поставок.

«Существующая инфраструктура исключает возможность поставок сырой нефти с базы в польском Адамово в Бело-

руссию, сохраняя при этом непрерывную подачу нефти для текущих клиентов PERN», – сообщила пресс-секретарь польского оператора «Дружбы».

Для поставки через Украину необходимо строительство нового нефтепровода от г. Броды до Белоруссии и нефтебазы. К тому же мощность нефтепровода Одесса – Броды составляет только 10–12 млн т в год. Казахстан пока не предпринял каких-либо действий для достижения договорённости о транзите своей нефти в Белоруссию через систему «Транснефти».

В январе некоторые источники сообщили, что Александр Лукашенко ведёт переговоры с Китаем по поводу продажи Мозырского НПЗ и предприятия «Нафтан». В таком случае нефтяные взаимоотношения между Россией и Белоруссией, очевидно, претерпят серьёзные изменения.

В январе 2020 г., после прекращения поставок нефти на белорусские НПЗ, Минск снова обратился к Польше, Украине, странам Балтии, Казахстану и Азербайджану с просьбой представить коммерческие предложения по импорту сырья. Варшава отказала Минску, заявив о невозможности реверсных поставок.

Параллельно президент Белоруссии повысил с 18 до 50% ставку налога на прибыль для собственного нефтетранспортного оператора ОАО «Гомельтранснефть Дружба» и ввёл с 1 января 2020 г. своим указом экологический налог на транзит нефти и нефтепродуктов по территории Белоруссии. Ставка экологического налога установлена в размере 0,35 белорусской копейки (около 73 центов) за перемещение 1 т нефти и (или) нефтепродуктов на 100 км.

По расчётам Минфина Белоруссии, от увеличения ставки налога на прибыль в бюджет республики поступит 120 млн белорусских рублей, а от экологического налога – около 90 млн, итого, 210 млн белорусских рублей (98,7 млн долларов).

Приведённые ранее цифры стоимости нефти при поставках из России однозначно показывают, что, даже если Москва не согласится ни на одно из предложений Минска, цена нефти для Белоруссии до 2023 г. будет меньше мировой.

Минску приходится решать сложную задачу. Потери бюджета страны в 2020 г. только от прекращения действия схемы

«перетаможки» составят 423 млн долларов. Потери белорусских НПЗ от налогового манёвра в нефтяной отрасли России за 2019 г. достигли 320 млн долларов, а за 2019–2024 гг. они составят в сумме 5,8 млрд долларов при мировой цене нефти 60 долларов за баррель, заявил заместитель председателя концерна «Белнефтехим» Андрей Бунаков.

В такой ситуации эксперты обсуждают возможность отчаянной реакции Минска, вплоть до полного прекращения поставок нефти из России в Белоруссию и транзита по её территории в другие страны.

Пока же о полном прекращении речь не идёт, белорусская сторона продолжает испытывать терпение Москвы. 20 января концерн «Белнефтехим» сообщил, что подконтрольная ему Белорусская нефтяная компания (БНК) купила партию норвежской нефти Johan Sverdrup в объёме 80 тыс. т с поставкой через литовский порт Клайпеда. Альтернативная поставка обошлась республике в 7,8 млн долларов: пошлина составила 77,2 доллара, логистические расходы – 20 долларов за тонну, итого, потери – минимум 97,2 доллара на тонну.

Возможна ли остановка «Дружбы»?

Остановка «Дружбы», следовательно, прекращение поставок нефти на НПЗ Белоруссии и прокачки в европейские страны не принесёт выгоды ни России, ни Белоруссии. Поэтому глава «Транснефти» Николай Токарев заявил, что «прекращение транзита исключено». В то же время топ-менеджер уверен, что Россия обладает возможностями перераспределить транзитные потоки нефти, идущие в Европу через Белоруссию.

«У нас все возможности для этого есть, но мы не считаем, что нас ожидает такая перспектива (остановка транзита. – Прим. авторов). Мы её исключаем, но, в крайнем случае, можем осуществить и перераспределение по морю, есть и другие способы», – заявил Николай Токарев.

При этом Токарев не ответил, какие объёмы могут быть перераспределены. «Я сейчас не буду называть цифры. Но мы просчитывали все варианты и видим, что возможность такая у нас есть и без особых затруднений это должно получиться», – добавил он.

Оценки ИРТТЭК показывают, что гипотетически остановка белорусского участка «Дружбы» возможна. Собственные потребности РБ в нефти и нефтепродуктах на начало 2000-х, по данным РУП «Белгеология», достигали 9 млн т в год. В последние годы в разных источниках приводятся цифры от

Табл. 3. Резерв пропускных мощностей «Транснефти» в направлении морских портов в 2019 г.

	Балтика (Приморск и Усть-Луга)			Новороссийск			Козьмино			Итого, резерв – фев. 2020 г., млн т в месяц	Итого, резерв – 2020 г., млн т
	Мак – 2019 г.	План – январь 2020 г.	Резерв – февраль 2020 г.	Мак – 2019 г.	План – январь 2020 г.	Резерв – февраль 2020 г.	Мак – 2019 г.	План – февраль 2020 г.	Резерв – февраль 2020 г.		
Млн т в месяц	7,7	6,5	1,1	3,3	2,1	1,1	3,1	2,5	0,4	2,6	32,9

Источники: Reuters.

5 до 7,5 млн т в год. При этом на территории самой Белоруссии в 2019 г. было добыто около 1,7 млн т нефти. Таким образом, максимальная потребность в импорте «чёрного золота» составляет 5,8 млн т в год. Такой объём нефти или нефтепродуктов республика рассчитывает получить через Польшу, Украину и страны Балтии по нефтепроводам или, что дороже, но реально, благодаря железнодорожным перевозкам.

При полной остановке «Дружбы» Минск потеряет доходы от работы двух своих НПЗ – Мозырского и «Нафтана». В 2018–2019 гг. заводы перерабатывали 18 млн т нефти. В 2020 г. благодаря проведённой модернизации мощности заводов могут достигнуть 24 млн т в год. При остановке «Дружбы» они останутся не востребуемыми.

Германия и Польша могут восполнить отсутствие поставок российской нефти по белорусской части «Дружбы» (сегодня это около 30 млн т) через свои порты.

Поставки нефти в Чехию, Словакию и Венгрию не превышают около 13 млн т, что также восполняется отчасти по железной дороге, отчасти через нефтепроводы от хорватского Омишаля и через трубопровод IKL из германского Ингольштадта.

Для России в случае остановки «Дружбы» возникнут проблемы, но они решаемы сразу же или в недолгой перспективе.

Поставки нефти по «Дружбе» в страны ближнего и дальнего зарубежья за 2019 г. составили около 61,3 млн т. Резерв пропускных мощностей «Транснефти» по состоянию на 2019 г. в западном направлении составлял 32,9 млн т в год (см. табл. 3).

На 2020 г., согласно опубликованным планам «Транснефти», запас мощностей увеличится почти на 25%. Порт Приморск при прокачке 33 млн т имеет резерв увеличения до 45 млн т, Усть-Луга – план 23 млн т (при мощности 36 млн т), Новороссийск – 25 млн т (при мощности 40 млн т), Козьмино – 34 млн т (при мощности 36 млн т).

Суммарно в обход Белоруссии по морю можно отправить около 42 млн т нефти, что полностью компенсирует выпадающие объёмы.

«Транснефть» имеет доступ к ряду железнодорожных нефтеналивных эстакад,

например в Брянской и Тамбовской областях, которые потенциально способны обеспечить поставку цистернами в порты и конечным потребителями 10–15 млн т нефти в год, однако «колёсные» поставки обходятся существенно дороже трубопроводных.

«Транснефть» также располагает обширным резервуарным парком, часть которого может быть задействована для хранения выпадающих объёмов. Нефтяные компании РФ также имеют собственные промысловые нефтехранилища в районах добычи.

Для обхода Белоруссии существует ещё ряд маршрутов нефтеэкспорта, замороженных в постсоветские годы. Так, в начале нулевых в условиях дефицита экспортных мощностей и роста добычи Россия активно использовала украинские порты Одессу и Южный для экспорта и транзита Urals. Трубопроводы, которые связывают систему «Транснефти» с южной веткой «Дружбы», минуя территорию Белоруссии, сохранились, что позволяет гипотетически прокачивать нефть из РФ на Украину до Кременчугского НПЗ и далее в направлении Одессы для последующего морского экспорта или транспортировки по трубопроводу Одесса – Броды.

Пропускная способность участка Одесса – Броды составляет 10–12 млн т в год. Но транзит Urals по южной ветке трубопровода «Дружба» через Украину в обход Белоруссии в настоящее время невозможен из-за «технического разрыва». Однако есть предложение от Украины прокачать в обход Белоруссии на южную ветку «Дружбы» через приднестровские трубопроводы 15 млн т (эти трубы сейчас законсервированы и заполнены инертным газом).

На 2019 г. на территории России работало 32 крупных нефтеперерабатывающих завода суммарной установленной мощностью 310,4 млн т в год. В 2019 г. было переработано только 287 млн т. То есть при 100-процентной загрузке только крупные предприятия могли бы дополнительно переработать 23,4 млн т нефти. По планам, заявленным ПАО «Транснефть» на 2020 г., баланс поставок может сместиться с экспорта в сторону внутренних НПЗ.

Планируется увеличение переработки в размере 13 млн т. Поэтому теоретически ещё минимум 10 млн т – резерв для дополнительной переработки, продукты которой могут быть экспортированы через порты или по железной дороге.

Таким образом, катастрофического снижения экспорта нефти и нефтепродуктов из России не случится, даже если Белоруссия полностью остановит транзит по своему участку «Дружбы».

КОМПРОМИСС НЕИЗБЕЖЕН

Переговоры между РФ и РБ по поставкам нефти Белоруссии и транзиту по её территории не могут не завершиться каким-либо компромиссом. В противном случае стороны потеряют такие суммы, которые не компенсируют ни размер самых крупных уступок, ни тем более политические и личные амбиции. И чем дольше затягивается принятие согласованного плана действий, тем большие издержки несут договаривающиеся стороны. Для Москвы потери от непоставки нефти на белорусские НПЗ гораздо меньше, чем убытки Минска, и поэтому эксперты дружно ожидают уступок со стороны Белоруссии.

Не меньшее значение, чем сам факт кратковременной остановки поставок сырья, имеет оценка позиций сторон зарубежными партнёрами. От оценки ими адекватности и справедливости позиций каждой из сторон зависят параметры будущих договорённостей и общее отношение к Москве и Минску в ходе всех будущих контактов, касающихся не только нефтяных дел.

Россия по-прежнему остаётся надёжным поставщиком энергоресурсов. Ситуацию с полным перекрытием белорусского участка «Дружбы» российская сторона даже не рассматривает. Кроме геополитических издержек такое развитие событий потребует значительных финансовых и организационных усилий, о чём попросил «не фантазировать» и министр энергетики Александр Новак.

«Давайте без фантазирования. Зачем нам это делать?», – заявил министр в ответ на вопрос о действиях России в случае потенциальной остановки транзита нефти через Белоруссию. ■



Новый энергетический лидер

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

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

В первой части данной статьи были рассмотрены краткая история и современное состояние нефтегазового комплекса Бразилии, освещены правовые режимы недропользования, действующие в стране. Особое внимание уделено освоению глубоководных зон шельфа Бразилии. Кроме того, дан анализ деятельности национальной нефтегазовой корпорации Petrobras.

Во второй части статьи внимание было уделено вопросам госрегулирования НГК, запасов и добычи нефти, развития трубопроводных и перерабатывающих мощностей.

В этой части рассмотрим проблемы импорта и экспорта бразильской нефти, освоения ресурсов горючих сланцев, развития «зелёной» энергетики, а также производства и использования альтернативных видов топлива.

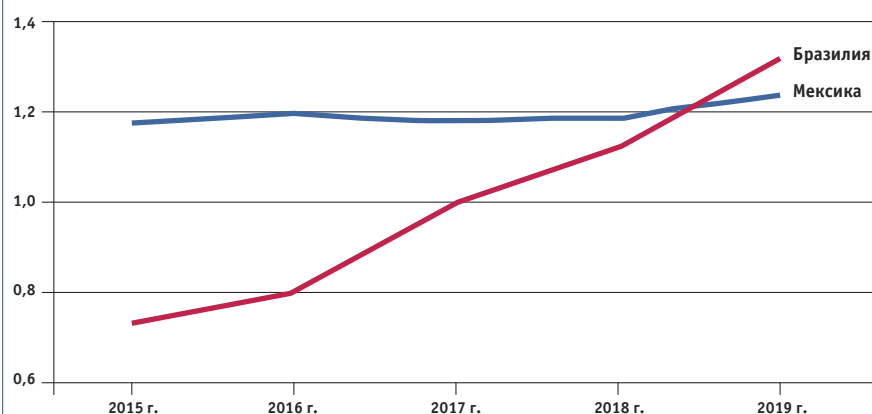
ИМПОРТ И ЭКСПОРТ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Если в ближайшие годы не будут построены новые крупные активы по нефтепереработке, то ожидаемый внутренний спрос на нефтепродукты продолжит превышать имеющиеся перерабатывающие мощности Бразилии. Это увеличит национальный импорт жидких углеводородов, в том числе лёгкой нефти из государств Африки и Ближнего Востока, которую страна вынуждена закупать, поскольку существующие в Бразилии НПЗ плохо приспособлены к переработке относительно тяжёлой местной нефти (часть её придётся экспортировать).

Кроме того, для удовлетворения растущего внутреннего спроса Бразилия по-прежнему импортирует нефтепродукты,

*Продолжение. Начало в № 9–10 и № 11–12 за 2019 г.

Рис. 1. Экспорт нефти из Мексики и Бразилии в 2015–2019 гг., млн барр./сут



Источник: S&P Global Platts.

даже этанол – в периоды стихийных засух и неурожая сахарного тростника. Производство этанола также очень чувствительно к ценам на сырьевые товары. Например, высокие цены на сахар могут побудить производителей перейти на производство данного пищевого продукта (вместо биотоплива). Наконец, в северо-восточной части Бразилии спрос на импортируемый этанол, как правило, выше из-за недостаточного местного производства и более высоких затрат на транспортировку этанола из южных районов страны.

В августе 2017 г. бразильская внешне-торговая палата Câmara de Comércio Exterior (CAMEX) утвердила 20-процентный налог на импорт этанола, его начинают взимать после превышения тарифной квоты – 600 млн л в год. В первом полугодии 2017-го импорт этанола в Бразилию достиг 1,29 млрд л, что на 30% больше по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года.

Вместе с тем, в 2018 г. Бразилия увеличила объёмы экспорта нефти до нового рекорда, поставив за рубеж порядка 1,2 млн барр./сут, или более чем на 20% больше того, что было зафиксировано национальным Министерством торговли в 2017 г. (996,6 тыс. барр./сут). А в 2019 г., как ожидается, Бразилия должна была экспортировать нефти больше, чем даже Мексика – один из ведущих нефтеэкспортёров, не входящих в ОПЕК (см. рис. 1).

В 2018 г. основными покупателями бразильской нефти были КНР (увеличившая свою долю с 42% в 2017 г. до 55% в 2018-м), США и Испания.

Несмотря на важную роль, которую играют нефтяная промышленность и ком-

Табл. Доля экспорта нефти в ВВП различных стран, %

Ангола	66
Ливия	54
Ирак	47
Саудовская Аравия	45
Нигерия	34
Кувейт	32
Казахстан	27
Катар	25
ОАЭ	20
Алжир	20
Иран	17
Венесуэла	12
Норвегия	11
Россия	9
Канада	3
Бразилия	0,5

Источник: составлено автором по данным ООН, ЕА.

пания Petrobras в экономической жизни Бразилии, доля относительно невелика – всего немногим более 0,53% от ВВП страны в 2017 г. (табл.). Однако с учётом экспортных поступлений от продажи этанола (897,8 млн долларов от экспорта 0,92 млрд л этанола, проданного в 2017 г., главным образом в США) эта доля должна быть несколько выше, – по нашим оценкам, почти 0,6% бразильского ВВП.

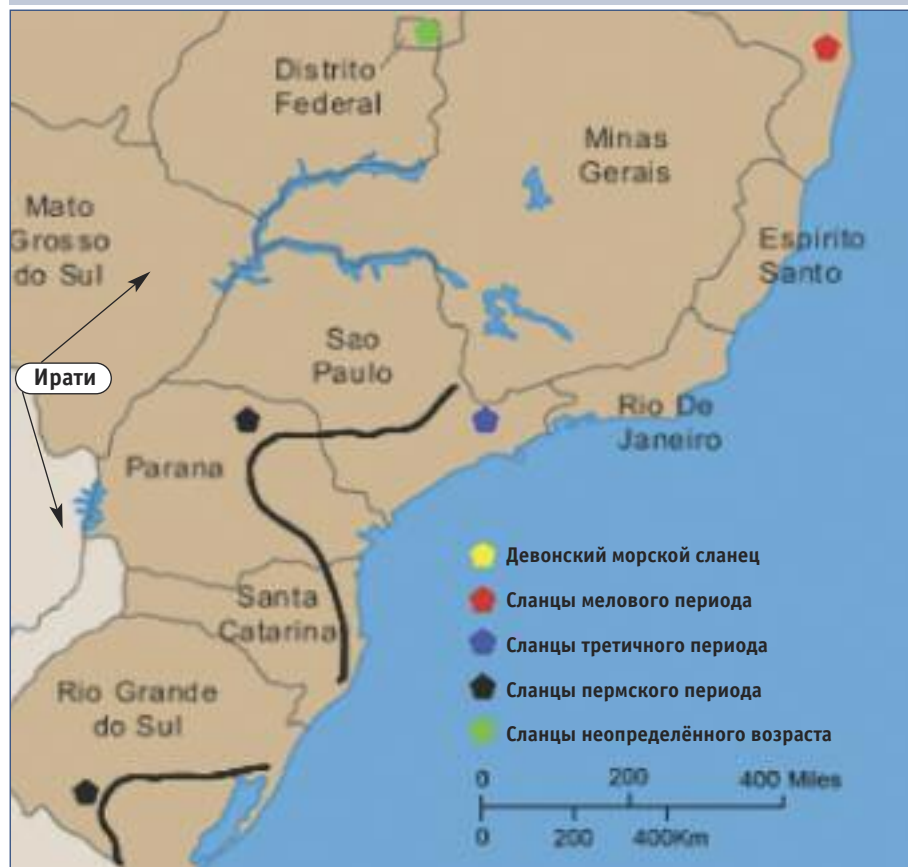
ГОРЮЧИЕ СЛАНЦЫ

Бразилия – одна из немногих стран мира (наряду с Эстонией и КНР), где в промышленных масштабах производят искусственную нефть из горючих сланцев. Страна обладает вторыми по величине в мире (после США) известными запасами горючих сланцев и занимает второе место (после Эстонии) по объёмам добычи нефти из данных пород. Эти ресурсы находятся в штатах Сан-Матеус-ду-Сул, Парана и Вале-до-Параиба. При этом особый промышленный интерес представляет сланцевая формация Ирати пермского возраста, залегающая в северо-восточной части штата Сан-Паулу и простирающаяся на юг на 1700 км до южной границы страны (см. рис. 2).

Одно из подразделений компании Petrobras отвечает за развитие технологии переработки горючих сланцев. В 1958 г. инженеры компании разработали процесс «Петросикс» для переработки горючих сланцев формации Ирати. В данном процессе воздух в наземную реторту не подаётся, а газовый теплоноситель нагревается в змеевике выносной печи. Благодаря этому исключается разбавление парогазовой смеси продуктами горения, облегчаются конденсация и



Рис. 2. Основные отложения горючих сланцев Бразилии



улавливание продуктов полукоксования. Помимо смолы в реторте образуется высококалорийный газ, который можно использовать для бытовых целей и химического синтеза. Получаемая сланцевая смола, или сырая сланцевая нефть, содержит около 1% серы и большое количество ароматических углеводородов, олефинов, диенов, а также азот- и кислородсодержащие соединения. Поэтому после очистки от механических примесей смолу подвергают гидроочистке. Стабилизированная смола далее поступает на нефтеперерабатывающие заводы для получения бензина (около 14%), керосина (13%), дизельного топлива (19%) и тяжелого масла (35%). Кроме сланцевой смолы на установке вырабатываются СУГ, метан, сера и прочие продукты.

Сланцы Ирати эксплуатируются компанией Petrobras с конца 1950-х. В свою очередь, наиболее коммерчески «продвинутый» сланцеперерабатывающий завод «Петросикс» в г. Сан-Матеус-ду-Сул (штат Парана) успешно эксплуатируется уже почти 40 лет, он переработал за эти годы почти 20 тыс. т сланцев и произвел около 10 млн баррелей сланцевой

смолы. Это значит, что её среднегодовое производство составляло порядка 250 тыс. барр., а среднесуточное – около 680 баррелей. Вроде бы это очень и очень немного. Но не стоит забывать, что речь идет о горючих сланцах, оказавшихся не по зубам другим нефтедобывающим странам.

Геологические ресурсы сланцевой нефти раннепермской формации Ирати оцениваются Геологической службой США в 80 млрд баррелей, или почти в 11,45 млрд т. Конечно, это несравнимо с колоссальными ресурсами всемирно известных отложений керогенных сланцев в американских Скалистых горах, которые оцениваются здесь той же Геологической службой в 213 млрд т. Но что принципиально важно, бразильские горючие сланцы успешно эксплуатируются вот уже скоро как 40 лет – в отличие от США, где керогенные породы ещё не освоены и стали малоинтересны после того, как эта страна переключилась на разработку низкопроницаемых коллекторов, нефть которых не совсем корректно тоже называют «сланцевой».

«ЗЕЛЁНАЯ» ЭНЕРГЕТИКА

Современная Бразилия крайне привержена «зелёной», экологически чистой энергетике. Сейчас в стране доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – 43% общего энергобаланса (в среднем по миру этот показатель равен 14%) и 82% генерации электроэнергии. При этом в Бразилии ГЭС являются основным источником энергии и обеспечивают порядка 70% выработки электроэнергии.

В топливном балансе страны доля биотоплива (этанола) превышает 20%. С 2004 г. этанол вырабатывается из собственного сахарного тростника. Бразилия является вторым в мире (после США) производителем данного вида топлива. В 2017 г. на эти страны в совокупности приходилось 85% мирового производства





этаноло, в том числе Бразилия произвела 26,72 млрд л (26% от мирового объёма).

Использование этанола в мире увеличилось во время Второй мировой войны, когда нефти и других топливных ресурсов не хватало. В 1970-х интерес к этанолу как транспортному топливу возродился по мере введения эмбарго на поставки нефти, роста цен на «чёрное золото» и увеличивающейся зависимости от импортируемой нефти. С тех пор использование и производство этанола поощряется налоговыми льготами и экологическими нормативами, требующими более чистого сжигания топлива. Так, в 2005 г. Конгресс США принял стандарт возобновляемых видов топлива (Renewable Fuel Standard, RFS). В 2007 г. было решено, что к 2022 г. объёмы использования возобновляемого топлива в США возрастут до 36 млрд галлонов (свыше 136 млрд л). В 2017 г. в США было потреблено около 14 млрд галлонов (почти 53 млрд л) топливного этанола.

Использование этанола на бразильском автотранспорте началось ещё в 1931 г., когда правительство Бразилии издало декрет, предписывающий минимальный уровень использования этанола в 5% (E5) – главным образом для уменьшения содержания в автобензине экологически вредного свинца, вернее тетраэтилсвинца, широко применявшегося для повышения октанового числа.

Сегодня Бразилия – это поистине уникальная страна в том смысле, что ей удаётся удовлетворять почти 50% внутреннего спроса на топливо за счёт этанола. Две трети автотранспорта страны способны ездить на спирту. Такими рекордными показателями использования экологичного горючего не может похвастаться никакая другая страна мира. Сегодня 70% бразильских автомобилей могут использовать спирт вместо бензина.

Начало 1970-х годов стало временем «бразильского экономического чуда». Однако чудо столкнулось с большими проблемами. Во-первых, в 1973 г. арабские страны-экспортёры нефти ввели эмбарго на поставки «чёрного золота» государствам, поддержавшим Израиль. В результате мировые цены на нефть выросли в три раза. Во-вторых, мировая конъюнктура негативно отразилась на ценах на один из основных экспортных товаров Бразилии – сахар. В начале 1960-х цены стабильно росли, в середине 1960-х – рост прекратился, а в 1974 г. они резко упали.

ЭТАНОЛОВОЕ ЧУДО

Исходя из этого, тогдашний президент Бразилии Эрнесту Гайзел принял «соломоново решение». Он инициировал создание национальной программы, которая должна была обеспечить бразильские автомобили заменителем бензина – спиртом, параллельно решив проблемы, с которыми столкнулись производители сахара. На первом этапе, стартовавшем в 1975 г., был принят закон, который обязывал нефтетрейдеров добавлять в бензин не менее 20% этанола. Чтобы поощрить переход на этанол, государство предложило кредитные гарантии и дешёвые кредиты компаниям, желавшим строить «спиртовые» заводы. Государственные структуры централизованно стали закупать спирт по повышенным ценам. Налоги на бензин были подняты таким образом, чтобы производство и использование этанола оказалось коммерчески выгодным.

К этому процессу подключилась и компания Petrobras, которая делала значительные инвестиции в «спиртовую» инфраструктуру – сеть транспортировки и

распределения этанола. Результаты оказались фантастическими: за четыре года (с 1975-го по 1979 г.) производство этанола в стране выросло в шесть раз.

Себестоимость и рентабельность производства этанола зависят от множества факторов: сельскохозяйственной культуры, из которой получают спирт, размера средней зарплаты рабочего и технологии переработки сырья. Одно время в США тоже пытались совершить перевод автомобилей на этанол, однако столкнулись с непреодолимыми сложностями. Климатические условия не дают возможности выращивать в Америке сахарный тростник – вместо него использовали менее эффективную кукурузу, да и ситуация на рынке труда не позволяет платить американскому рабочему бразильскую зарплату. Поэтому от данной идеи США пришлось отказаться.

К началу 1980-х все крупнейшие автоконцерны, производящие и экспортирующие машины в Бразилию, были обязаны выпускать автомобили, способные ездить на чистом спирте. Граждане, пожелавшие переоборудовать свои бензиновые авто под новый вид топлива получили льготы. Все эти события развивались на фоне широкомасштабной рекламной кампании по продвижению этанола. В ней были задействованы представители высшего руководства страны, звёзды спорта, культурные деятели. В итоге в 1985 г. Бразилия праздновала новую победу – согласно статистике, половина автопарка страны ездила на этаноле.

К несчастью, с 1985 г. начинается инфляция и экономика Бразилии вступает в затяжной кризис, который продлился до 1995 г. А скачкообразное понижение цен на нефть привело к тому, что бензин стал дешевле этанола. Одновременно начинают расти цены на сахар. Кри-



зисная ситуация вынуждает правительство страны урезать финансирование «спиртовых» проектов, объемы производства этанола резко сокращаются. Тем не менее от этанола не отказались полностью – к концу 1980-х львиная доля продаваемых в стране машин была способна ездить на спирте.

В начале 1990 годов спирта производилось меньше, чем требовалось для нормального функционирования экономики. По иронии судьбы, Бразилия оказалась вынуждена экспортировать спирт и смешивать этанол с метиловым спиртом. Автозаводы мгновенноотреагировали на новую конъюнктуру рынка: они вновь перешли на сборку бензиновых автомобилей. Поэтому к середине 1990-х только такси и автомобили, предоставляемые в аренду, были способны заливать в свои бензобаки чистый спирт. Впрочем, правительство страны не уступало в одном – в продаваемый на АЗС бензин в обязательном порядке должно было добавляться не менее 20% этанола.

Конец 1990-х ознаменовался появлением новых типов двигателей, способных потреблять как обычный бензин, так и «гибкое топливо» – смесь этанола и бензина в пропорции 85% к 15%. В силу снова вступают льготы для экологичных двигателей, сделавшие авто на этаноле примерно на 2% дешевле бензиновых собратьев. Большую роль во внедрении этанола сыграла традиционно низкая себестоимость изготовления спирта в Бра-

зилии – около 0,8 доллара за галлон, – то время как в США произвести галлон этанола из кукурузы стоит 1–1,3 доллара. Минимальные цены на спирт – часть государственной политики страны.

«Второе дыхание» бразильский эксперимент обрёл лишь с началом этого тысячелетия. К 2006 г. результаты повсеместного применения спирта в Бразилии оказались следующими: 4,3 млн транспортных средств работали полностью на спирту, остальные 17 млн использовали в качестве топлива смесь спирта с бензином. Пять шестых бразильских АЗС продавали чистый этанол. Переход на новый вид топлива дал работу почти 10 млн бразильцев. За 30 лет благодаря этанолу страна значительно снизила свою зависимость от нефти (по сути дела, этанол заменил Бразилии 1,5 млрд баррелей нефтяных запасов).

Совершенствование технологии производства спирта из тростника позволило удвоить полезный выход продукции и вдвое сократить себестоимость по сравнению с концом 1990-х. Трудно переоценить экологический эффект перехода на спирт: воздух в бразильских мегаполисах стал значительно чище. Массовое внедрение спиртового топлива в рамках одной страны привело к появлению рынка экспорта: Бразилия поставляет этанол в Японию, США и Европу. За ходом бразильского «этанолового» эксперимента наблюдает всё мировое сообщество, а такие страны, как Швеция, Южная Ко-

рея и Филиппины, уже имеют собственные государственные программы по переходу на спирт.

Хотя внедрению этанола в качестве основного топлива сопутствовало немало проблем, результаты национального проекта оказались положительными. Бразилии удалось создать огромный рынок рабочих мест, избавиться от нефтяной «зависимости», снизить нагрузку на окружающую среду и, самое главное – на практике доказать реальность перехода на возобновляемый вид топлива в рамках целого государства.

ВЕХИ БИОДИЗЕЛЬНОЙ ЭПОПЕИ

Масштабный приход биотоплива в энергетику Бразилии был ознаменован следующими важнейшими мероприятиями и событиями.

- В середине ноября 1975 г. правительство принимает Программу стимулирования производства этанола *Pró-Álcool*, рассчитанную на два этапа (1975–1979 гг. и 1979–1989 гг.).

- 1979 г.: бразильский Fiat 147 становится первым выпущенным на рынок автомобилем, способным работать только на чистом этаноле (E100); правительство страны подписывает соглашения с ведущими мировыми автопроизводителями (Fiat, Toyota, Mercedes-Benz, General Motors и Volkswagen), обязывающие их собирать в Бразилии только модели машин, способных использовать в качестве топлива 100-процентный спирт. Кроме этого, были введены налоговые льготы для владельцев машин, которые соглашались переоборудовать их, перейдя с бензина на спирт.

- Конец 1985 г.: за период с 1979-го по 1985 г. производство этанола в стране выросло в три раза. К этому времени этанол обеспечивал половину потребностей страны в автомобильном топливе.

- В 1990 г. производство чисто этанольных автомобилей в Бразилии упало до 10,9% от общего объема выпуска автомобилей, так как потребители потеряли уверенность в надёжности поставок этанольного топлива и начали продавать свои автомобили или переоборудовать их обратно на использование бензинового топлива.

- Октябрь 1993 г.: принят Федеральный закон, устанавливающий обязательное требование – добавлять 22% безводного этанола (E22) в весь автобензин, продаваемый в стране. При этом бразильские власти впервые декларировали экологические, а не экономические

цели данного шага. В 1993 г. 40% бразильского автопарка эксплуатировалось на чистом этаноле, а 60% – на спирто-бензиновой смеси.

- В конце октября 2002 г. Бразилия представила новую программу по производству и применению биодизеля (Prodiesel). Она нацелена на использование растительных масел, в частности из сои, как чистых, так и с примесями. Также правительство страны приняло закон, который предписывает применять биодизель в пропорции 2% до конца 2007 г. (около 800 млн л в год) и в пропорции 20% к 2020 г. (12 млрд л в год)

- 2003 г.: появление на дорогах Бразилии автомобилей «с гибким выбором топлива» (flexible fuel vehicles, FFV), которые способны использовать смесь из 85% спирта и 15% бензина, равно как и обычный бензин. Ряд автомобильных компаний договорились с правительством страны о налоговых льготах (при продаже FFV налог с продаж составил 14%, для бензиновых моделей – 16%) и стали производить FFV. Первопроходец – корпорация Ford, открывшая в 2002 г. свою автосборочную линию на северо-востоке страны, в городе Байя.

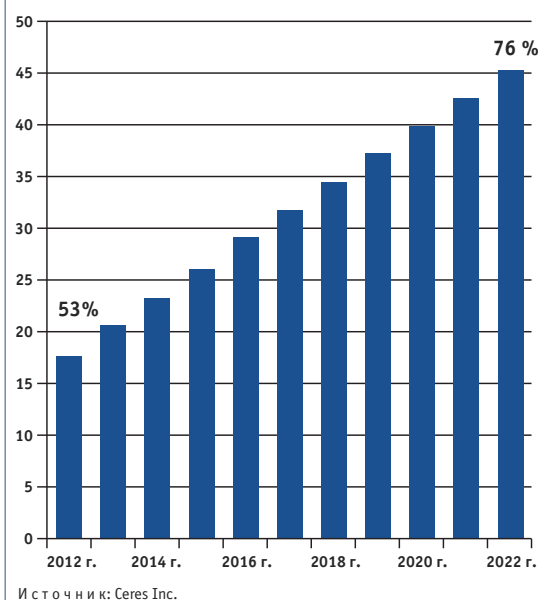
В марте 2003 г. запустил на бразильском рынке модель Gol 1.6 Total Flex – первый коммерческий «гибкий» автомобиль, способный работать на любой смеси бензина и этанола. Chevrolet три месяца спустя вышел на рынок с моделью Corsa 1.8 Flexpower, используя двигатель, разработанный совместным предприятием с Fiat, под названием PowerTrain.

Эти машины стали пользоваться большой популярностью. Если в 2005 г. на их долю пришлось 53% от общего объёма продаж, то в 2006 г. – 70%, а в 2013-м – уже 94%!

По прогнозу калифорнийской компании Ceres Inc., работающей на бразильском биотопливном рынке, численность автопарка лёгких двухкомпонентных транспортных средств (автомобилей с гибким выбором топлива) возрастет с 17,5 млн шт. (53% всего автопарка легковых авто) в 2012 г. до 45 млн (76%) в 2022 г. (см. рис. 3). А валовые поступления от продажи горючего этим автомобилям на АЗС страны – с 6 до 18 млрд долларов.

- 13 января 2005 г. был принят Закон № 11097, посредством которого правительство Бразилии официально ввело в действие Национальную программу производства и использования биодизельного топлива. В частности, эта про-

Рис. 3. Численность автопарка «гибких» автомобилей в Бразилии в 2012–2022 гг., млн ед.



грамма была направлена на стимулирование фермерских хозяйств, занимающихся выращиванием сельскохозяйственных культур, которые могут послужить сырьём для производства биодизеля. Новая программа предусматривала также снижение налогов и ставок по кредитам для производителей биодизеля, приобретающих сырьё у фермерских хозяйств. Но эта программа оценивается бразильцами как неудачная. Причины разные – от высоких затрат до неэффективного использования сельскохозяйственной техники и отсутствия доступа к финансированию из-за бюрократических проволочек. Поэтому в настоящее время в целях исправления допущенных ошибок программа пересматривается.

- Вышеупомянутая программа также предусматривала установление минимального процента добавления биодизеля в нефтяное дизтопливо. С 2005-го по 2007 г. предлагаемое процентное соотношение смешивания (2%) было факультативным, а затем, с января 2008 г., обязательным. Показатели производства в период с 2005-го по 2010 г. по сравнению с 2011–2017 гг. в среднем были очень высокими. В 2016 г. впервые с момента ввода в действие упомянутой программы произошло снижение производства биодизеля.

С самого начала реализации программы основным сырьём для его выпуска стала соя. На её долю приходилось в

среднем 75% производства, а на говяжий жир – 15%. Другие виды сырья, такие как хлопковое семя, использованное растительное масло и другие жиры, составляли в общей сложности оставшиеся 10%. Это явное доминирование двух видов сырья побудило бразильское правительство создать механизмы стимулирования использования альтернативных источников сырья.

- В середине декабря 2005 г. Бразилия и Япония подписали соглашение о начале экспорта бразильского этанола в Японию.

- С 1 июля 2007 г. обязательной в Бразилии становится топливная смесь, состоящая из 25% безводного этанола и 75% бензина (E25).

- Ноябрь 2009 г.: появление в г. Сан-Паулу первого городского автобуса, почти полностью работающего на чистом этаноле (E95).

- Из-за внутреннего дефицита этанола и высоких цен на него в апреле 2011 г. нижний предел обязательного использования этанола в Бразилии был законодательно уменьшен до 18%.

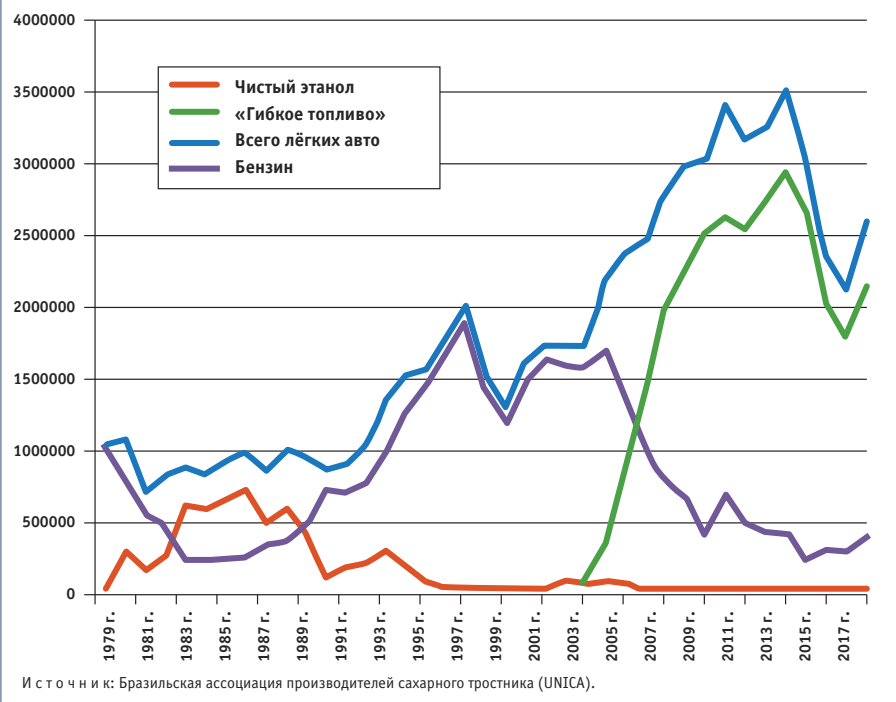
- Конец 2011 г.: доля легковых транспортных средств, работающих на этаноле или спирто-бензиновой смеси, превысила 83% общей численности всего автопарка.

- 2013 г.: годовой выпуск легковых автомобилей класса FFV достиг почти 3 млн штук, а их доля в общем производстве легковых авто в Бразилии – 83% (см. рис. 4). В 2017 г., по данным Национальной ассоциации автопроизводителей ANFAVEA, выпуск таких авто в стране составил свыше 2,13 млн штук, а их доля в производстве легковых автомобилей всех моделей – 81,9%.

- В начале сентября 2014 г. власти Бразилии продлили действие программы Reintegra, разрешающей производителям получать налоговую льготу в размере 0,3% поступлений от экспорта в 2014 г. и 3% с 2015 г. Хотя программа относилась ко всем товарам бразильского производства, обозреватели рассматривают её, прежде всего, как меру по стимулированию производства этанола.

- 24 сентября 2014 г. был принят закон, предусматривающий возможное смешивание биодизеля с нефтяным дизельным

Рис. 4. Производство в Бразилии легковых автомобилей, работающих на топливе различного вида, в 1979–2017 гг., ед.



топливом в следующих соотношениях: 6% (B6) с 1 июля 2014 г. и 7% (B7) с 1 ноября того же года. Этот закон допускал использование биодизеля в количествах, превышающих обязательную долю, для общественного транспорта (железнодорожного и внутреннего водного), оборудования или транспортных средств для добычи полезных ископаемых и производства электроэнергии, тракторов и других сельскохозяйственных машин.

- В сентябре 2015 г. Министерство развития, промышленности и торговли (MDIC) совместно с Внешнеторговой палатой Бразилии (CAMEX) продлило действие нулевого импортного тарифа на этанол до конца 2021 г.

- 2015 г.: производство этанола в Бразилии составило 27,552 млрд л по сравнению с 25,585 млрд л в 2014 г. (+7,7%).

- 23 марта 2016 г. Президент Бразилии Дилма Руссефф подписала закон, который повысил планку возможного добавления биодизеля в дизельное топливо, используемое в стране, с существующих 7% (B7) до 8% (B8) с марта 2017 г., 9% (B9) с марта 2018 г. и 10% (B10) с марта 2019 г.

- В мае 2016 г. Министерство сельского хозяйства, животноводства и продовольственного снабжения объявило план развития сельского хозяйства на 2016/2017 финансовый год. В общей сложности предполагалось выделить 185

млрд бразильских реалов (свыше 51 млрд долларов) в виде кредитов на финансирование сельскохозяйственных и животноводческих программ, включая этаноловую программу PASS. Последняя предусматривала кредиты на общую сумму 2 млрд реалов (около 555 млн долларов).

- 2016 г.: производство этанола в Бразилии составило 28,022 млрд л по сравнению с 27,552 млрд л в 2015 г. (+1,7%).

- В августе 2017 г. Министерство развития, промышленности и торговли и Внешнеторговая палата Бразилии ввели (с сентября) квоту на импорт этанола (TRQ) в размере 600 млн л в год. Этанол, импортируемый в Бразилию сверх этой квоты, облагался ввозной пошлиной в размере 20% от общего тарифа для стран-участниц региональной экономической группы Меркосур. TRQ должна была пересматриваться Внешнеторговой палатой ежеквартально, и 150 млн л привозного этанола освобождался от уплаты импортной пошлины каждый квартал.

- 26 декабря 2017 г. в Бразилии принят Закон № 13576, который предусматривает увеличение потребления этанола с 26,7 млрд л в 2018 г. до 47,1 млрд л к 2028 г. Соответствующая программа – RenovaBio – вступила в силу в течение следующих двух лет и была рассчитана на десятилетие. По оценкам, к 2030 г. производство этанола должно вырасти до



43–54 млрд л по сравнению с 28 млн л в 2017 г. Реализация программы RenovaBio также должна улучшить внешнеторговый баланс Бразилии, уменьшив зависимость страны от импорта кукурузного этанола из Соединённых Штатов.

- 2017 г.: производство этанола в Бразилии составило 27,778 млрд л по сравнению с 28,022 млрд л в 2016 г. (+0,9%).

- В марте 2018 г. правительство Бразилии увеличило норму возможного использования биодизеля с 8% (B8) до 10% (B10) на один год раньше запланированного срока.

- В середине июля 2018 г. Министерство сельского хозяйства, животноводства и продовольственного снабжения обнародовало план содействия развитию сельского хозяйства страны в 2018–2019 гг. с объёмом финансирования 194,3 млрд реалов (более 50 млрд долларов США). Эти значительные средства выделяются в форме кредитных линий Национального банка социально-экономического развития (BNDES). Размеры кредитов, выделяемых для этаноловой промышленности, не были оглашены, но это должна быть достаточно солидная сумма.

- 2018 г.: по оценке Министерства сельского хозяйства США, экспорт этанола из Бразилии составил 1,12 млрд л (на 18% меньше, чем в 2017 г.), а импорт – примерно 2 млрд л (минус 255 млн л). Однако, по предварительным оценкам, импорт этанола в Бразилию сократился в 2019 г. приблизительно на 30%.

- В начале июля 2019 г. Совет по энергетической политике Бразилии (CNPE) принял резолюцию, разрешающую заводам по переработке сахарного тростника продавать этанол на АЗС напрямую (минуя посредников).

Итак, в Бразилии больше нет легковых автомобилей, работающих на чистом бензине. Для обеспечения горючим автомобильного парка страны производство этанола, вырабатываемого из сахарного тростника, было увеличено до 16 и более млрд л в год. Некоторое количество этанола (особенно в периоды засух) Бразилия закупает в других странах, прежде всего в США.

(Окончание следует) ■

КАЛЕНДАРЬ 2020

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
ЗОЛОТОЙ РТУТИ
2017

iOilGas
conference

23-28 марта
г. Новороссийск

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

01-06 июня
г. Сочи

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

21-26 сентября
г. Анапа

11-я Международная научно-практическая конференция
«Строительство и ремонт скважин»

05-10 октября
г. Сочи,
Красная поляна

8-я Международная научно-практическая конференция
«Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы»



В рамках конференции проходят рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественный фуршет в честь открытия конференции, спортивные соревнования и экскурсионная программа.



При оплате регистрационного взноса за 30 дней до начала мероприятия предоставляется скидка 5%.

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

СФЕРА

БУРЕ
НЕФТЬ

ГЕОФИЗИКА

ТЕХНОЛОГИИ

SAFETY
PUBLISHING

ЗЕЛЕНАЯ
НЕФТЬ ГАЗ

НЕФТЬ
РОССИИ

НЕФТЬ
РОССИИ

Neftgaz.RU

ТехНАДЗОР

TEXCOBET



Нефть студёной Гренландии

Принадлежащий Дании остров обладает значительными углеводородными ресурсами, но их разработка осложняется экономическими и экологическими факторами

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

Кажется почти невероятным, что во льдах далёкой Гренландии может начаться промышленная добыча нефти. Там даже есть своя национальная нефтяная компания, основанная в 1985 г. и с июля 2009-го на сто процентов контролируемая правительством самоуправляемого (хотя и формально датского) острова, – NUNAOIL AS.

Более того, в 1998 г. Датская Администрация по минеральным ресурсам, имевшая штаб-квартиру в Копенгагене, была упразднена и заменена Бюро по минеральным ресурсам и нефти (ВМР), базирующимся в Гренландской столице г. Нуук (ранее Готхоб).



РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Итак, возможна ли добыча нефти в Гренландии? А почему бы и нет? Ведь добывают же «чёрное золото» (причём достаточно успешно) в российской Арктике, за Полярным кругом, например на месторождении Приразломное, что на шельфе Печорского моря, в 60 км к северу от по-

сёлка Варандей. С августа 1987 г. на заполярном острове Колгуев, на востоке Баренцова моря, эксплуатируется нефтяное месторождение Песчаноозёрское, а с сентября 2016 г. – Восточно-Мессояхское нефтяное месторождение на Гыданском п-ве в Тазовском районе ЯНАО.

В список почти 20 нефтегазоносных осадочных бассейнов Арктики (включая заполярные районы России) входят и три подводных бассейна Гренландии: бассейн залива Баффина на границе с Канадой, бассейн Юго-Восточной Гренландии и бассейн Северной Гренландии (или Гренландского моря).

В начале этого тысячелетия Геологическая служба США оценивала потенциальные (неразведанные) ресурсы нефти в водах Гренландского моря к северо-востоку от острова в 110 млрд баррелей, то есть более чем 15 млрд т. В 2010 г. с учётом скромных результатов проведённых ГРП данная оценка снизилась до 52 млрд баррелей (около 7,1 млрд т), 17 млрд из

которых находятся между западным побережьем острова и восточным побережьем Земли Баффина в Канаде, а около 30 млрд – на северо-востоке Гренландии (см. рис. 1).

Тем не менее 52 млрд баррелей – это свыше половины доказанных запасов Кувейта, оцениваемых компанией BP в 101,5 млрд баррелей (не случайно, Гренландия была названа представителями шотландской Cairn Energy «Северным Кувейтом»).

Начало углеводородной эпопеи

Нефтегазовые ресурсы разрабатывались на континентальном шельфе Гренландии с 1970-х. В 1976–1977 гг. американские и европейские компании пробурили здесь пять поисково-разведочных скважин, однако они оказались «сухими». В результате интерес к продолжению геологоразведочных работ иссяк.

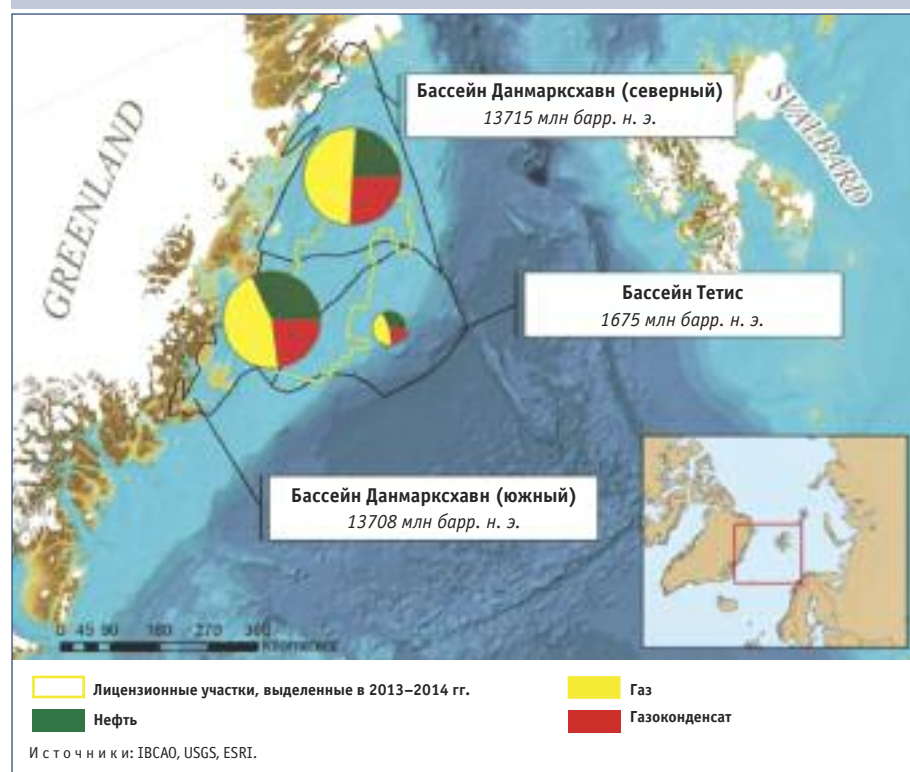
В 1990 годах был предпринят ряд попыток найти коммерческие запасы нефти и газа, но и они оказались безуспешными. В 2006–2007 гг. правительство Гренландии выдало восемь лицензий на разведку залива (или моря) Баффина компаниям Dong Energy (Дания), Exxon (США), Husky Energy (Канада), PA Resources (Швеция) и Cairn Energy (Ве-



ликобритания). В 2010–2011 гг. Cairn Energy пробурила восемь поисково-разведочных скважин. Компания обнаружила нефть, но выявленные скопления были сочтены недостаточными для промышленной разработки. Cairn Energy потратила на разведку 1,2 млрд долларов.



Рис. 1. Потенциальные нефтегазовые ресурсы Северо-Восточной Гренландии, млн барр. н. э.



В 2012 г. в качестве основного оператора выступил консорциум нефтегазовых компаний, включавший ConocoPhillips (США), GDF Suez (Франция), Nunoil (Гренландия), Maersk (Дания), Statoil (Норвегия), Cairn Energy и Shell (Нидерланды). Было пробурано 11 поисково-разведочных скважин на мелководье залива Баффина. Но коммерческие запасы нефти или газа снова не были обнаружены.

Но, что особенно важно, снижение мировых цен на нефть в 2008–2016 гг. негативно отразилось на планах нефтегазовых компаний продолжать поиск нефти в Гренландии.

Ряд компаний прекратили разведку на континентальном шельфе острова, где, по данным геологической службы Дании и Гренландии, стоимость добычи нефти превышает 50 долларов за баррель.

Несмотря на это, правительство Гренландии в 2016–2018 гг. выставило на аукцион восемь лицензионных блоков, расположенных вдоль западного побережья острова, в заливе Баффина. В декабре 2016 г. был организован аукцион на три объекта у о. Диско в заливе Баффина, а в 2017–2018 гг. – по всей акватории залива.

При этом семь из восьми блоков были предложены компаниям, которые заключили соглашения по итогам предыдущих лицензионных раундов с гренландской NUNAOIL, – DONG Energy, Chevron, ExxonMobil, Husky Energy и Cairn Energy. Наибольший интерес для недропользователей представляет акватория возле о. Диско, поскольку по сравнению с другими арктическими бассейнами она более доступна и остаётся свободной от сплошного льда в течение круглого года. Кроме того, она имеет ряд перспективных геологических структур периода палеоцена (см. рис. 2).

Наконец, в 2010 г. шотландская нефтегазовая компания Cairn Energy, проводившая буровые работы примерно в 175 км от о. Диско, к западу от Гренландии, на глубине воды порядка 300 м, сообщила о верных признаках промышленного скопления нефти.

Одновременно Cairn Energy заявила, что загерметизирует скважину, в которой месяц назад был найден природный газ. Шотландцы посчитали, что разработка месторождения коммерчески невыгодна, и записали бурение газовой скважины себе в убыток.

БАРЬЕРЫ НЕФТЕДОБЫЧИ

Бурение на шельфе Гренландии в значительной степени осложнено погодными условиями. Из-за продолжительных суровых зим буровые работы можно проводить только четыре месяца в году. По этой причине компаниям, чтобы извлечь экономическую выгоду, нужно продавать нефть по цене как минимум 50 долларов за баррель (тогда как для обеспечения рентабельности, к примеру, российских нефтяных предприятий, по мнению большинства экспертов, достаточно уровня котировок в 7–20 долларов за баррель).

Таким образом, в последнее время, когда цена на нефть в среднем превышает отметку в 60 долл./барр., нефтяные операции на шельфе Гренландии могут быть относительно прибыльными. Вместе с тем, американские и европейские

Рис. 2. Лицензии на добычу углеводородного сырья на шельфе Гренландии



Источник: Greenland BMP.

компании, включая американскую Chevron и норвежскую Equinor (ранее Statoil), были вынуждены покинуть регион, где обосновались ещё в 1970-х. Падение мировых цен на «чёрное золото» в 2008–2016 гг. сделало гренландские нефтяные разработки бесспорно убыточными.

Когда цена на нефть выросла до 141–144 долларов за баррель (июль 2008 г.), гренландские власти, приглашая крупнейшие в мире компании, включая Chevron и ExxonMobil, рассчитывали на бум нефтедобычи. Когда же котировки Brent снизились до 28–30 долларов за баррель (январь – февраль 2016 г.), вице-премьер Андреас Ульдум заявил, что надежда Гренландии разбогатеть за счёт горючих ископаемых была целиком «наивной». «Когда я был впервые избран в парламент в 2009 г., я сам верил в то, что благодаря нефти к нам уже в следующем году или через год потекут миллиарды долларов. Однако эта мечта не сбылась. Сегодня я не знаю ни одного по-

литика в Гренландии, который ни подогревал бы эту историю», – отметил он в своём интервью датской газете Politiken.

Ещё в начале октября 2014 г. и премьер-министр Гренландии Алеа Хаммонд официально заявляла, что в будущем добыча нефти на шельфе страны будет неизбежно развиваться.

Разработка нефтяных месторождений могла бы положить конец вынужденной (но вообще-то благосклонно воспринимаемой) финансовой зависимости островной датской автономии от центральных датских властей. Ежегодно Гренландия получает помощь в размере 3,2 млрд датских крон (свыше 575 млн долларов), что составляет 30–50% всего ВВП острова, опирающегося по большей части на экспорт морепродуктов.

Вместе с тем, обнаружение промышленных запасов нефти у берегов Гренландии подогрело и опасения «зелёных». Они не без причины обеспокоены тем, что бурение в нетронутым Арктическом регионе увеличивает риски экологической катастрофы: ведь может случить-

ся авария, равная по масштабу той, что произошла в апреле 2010 г. в Мексиканском заливе. Помимо этого нефтедобыча может нанести значительный ущерб процветающему в регионе рыбному промыслу – занятию большей части постоянных жителей острова (58 тыс. человек). В основном страну населяют эскимосы и датчане эскимосского и датского происхождения, если не считать гастарбайтеров-китайцев, занятых в местных горно-рудных проектах.

Практически во всём мире к возможным экологическим рискам в Арктике относятся весьма серьёзно. В октябре 2012 г. гендиректор французской Total SA Кристоф де Маржери (впоследствии погибший в авиакатастрофе) заявил: «Учитывая риски, Арктику лучше не трогать».

Будет ли ли в перспективе добываться нефть в Гренландии – пока неизвестно. Очень многое будет зависеть от дальнейшей конъюнктуры мирового углеводородного рынка. ■

КОНГРЕСС ПО НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ И НЕФТЕХИМИИ: РОССИЯ И СНГ

30-31 марта 2020 | Санкт-Петербург, Россия

ОСНОВНЫЕ ТЕМАТИКИ:

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

230+

Участников

130+

Компаний

100+

B2B-встреч

35+

Докладчиков

+31208087321

+7 495 204-14-65

info@prcrussia.com

prcrussia.com



РЕКЛАМА



Новый центр газодобычи или фальшивка?

Обострение конфликта за ресурсы Восточного Средиземноморья имеет геополитическую подоплёку

Татьяна ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

За последнее десятилетие в странах Восточного Средиземноморья – Израиле, Кипре и Египте – были открыты огромные запасы природного газа. Этот регион привлек к себе внимание ещё в 2008 г., когда израильтяне нашли газовое месторождение Тамар, доказанные запасы которого составили 200 млрд м³. Через два года было обнаружено ещё более крупное месторождение Левиафан с объёмами запасов 650 млрд м³, а в 2011-м в морской исключительной экономической зоне Кипра – месторождение Афродита с запасами 200 млрд м³ газа. Египту тоже крупно повезло: в 2015 г. итальянский кон-

сорциум Eni удивил мир открытием гигантского газового месторождения Зохр, содержащего 850 млрд м³ сырья.

Сейчас разведка на шельфе Восточного Средиземноморья активно набирает обороты, в ней участвуют крупнейшие мировые игроки. В Израиле и на Кипре наиболее сильные позиции у американской Noble Energy и израильской Delek Group, которым принадлежат контролирующие доли в проектах по разработке месторождений Левиафан, Тамар и Афродита. В Египте добычей углеводородов занимаются Eni, BP, Total, «Роснефть» и другие лидеры отрасли. В целом бассейн Леванта, по оценке экспертов, имеет запасы в размере 3,45 трлн м³ газа и 1,7 млрд баррелей нефти.

Долгожданный шанс Израиля

Израильяне много лет искали нефть и газ на своём шельфе Средиземного моря, но по-настоящему солидные залежи «голубого топлива» там были найдены в 2008-м и 2010 г. По имеющимся геологическим данным, месторождения Тамар и Левиафан имеют схожее происхождение и структуру. Они оба обнаружены и разрабатываются американской компанией Noble Energy Inc. (её штаб-квартира находится в Техасе) при участии других акционеров. Эти месторождения стали долгожданным шансом Израиля на самостоятельное обеспечение энергетическими ресурсами. Ведь, несмотря на все успехи альтернативной энергетики, более 90% генерирующих мощностей и промышленности страны зависят от углеводородного топлива.

В марте 2013 г. началась добыча природного газа на месторождении Тамар. За несколько лет с момента его открытия были построены стационарная платформа, трубопровод до портового города Ашдод, подготовлены вся необходимая инфраструктура и кадры. Инвестиции в проект составили 3 млрд долларов. Специально для Тамарского газа возведён завод СПГ, который сможет обеспечить гибкость экспорта за счёт использования танкеров и свободного выбора направлений поставок.

В январе 2020 г., наконец, стартовала добыча газа на месторождении Левиафан. Начало его коммерческой эксплуа-

тации несколько раз переносилось из-за того, что власти Израиля запрашивали дополнительные данные и откладывали дату испытаний, необходимых для запуска. Операция по вытеснению азота и заполнению природным газом трубопроводов на морской платформе «Левиафан» вызвала беспокойство экологов и местных жителей, которые опасались канцерогенного эффекта и загрязнения окружающей среды от используемых в этой операции химических соединений, в частности бензола. Активисты даже пригрозили организовать немедленную массовую эвакуацию жителей муниципалитетов на побережье и марш протеста в Тель-Авиве. Но Noble Energy активно сотрудничала с властями и добилась разрешения на ввод месторождения в эксплуатацию.

Добычная инфраструктура месторождения включает стационарную платформу, четыре скважины и два газопровода. Причём благодаря новейшим технологиям добычи израильский газ оказался конкурентоспособным даже в Египте – стране, имеющей собственные газовые месторождения. Согласно достигнутой договорённости, Израиль поставит южному соседу 85 млрд м³ газа в течение 15 лет. Также Израиль договорился с Иорданией о поставках газа на 10 млрд долларов. Существует и контракт с Палестинской автономией на 1 млрд долларов. На фоне успехов Израиля в освоении Левиафана и Тамара власти Кипра собираются предложить израильтянам участие

в освоении Афродиты. Это стало известно 2 января 2020 г. во время подписания соглашения по трубопроводу EastMed.

Министр энергетики Израиля Юваль Штайниц, в частности, подчеркнул, что начало эксплуатации Левиафана через 10 лет после обнаружения газа и через четыре года после утверждения правительством плана по развитию газовой отрасли – это макроэкономическое и геополитическое событие, значение которого трудно переоценить. Он также выразил уверенность в том, что Левиафан принесёт израильтянам в ближайшие 25 лет миллиарды долларов. Израильский министр добавил: *«Этот газ позволит отказаться от использования угольного топлива и закрыть электростанции, работающие на угле в Хадере и Ашкелоне. Он укрепит ось мира с помощью экспорта излишков газа в Иорданию и Египет, а через несколько лет и в Европу».*

Планируется, что из прибрежной зоны Израиля будет проложен газопровод на Кипр, оттуда – в Грецию, а далее – в Италию. После этого станут возможны поставки газа в страны Западной и Центральной Европы. Сообщается, что газовая магистраль будет расположена на глубине 3–3,5 км, а её длина будет равняться 2100 км. Пропускная способность трубопровода составит от 10 до 20 млрд м³ газа.

США и Евросоюз готовы участвовать в финансировании этого грандиозного проекта, предварительный контракт на реализацию которого был подписан в конце 2019 г. Проект будет осуществлён в течение ближайших лет. Если всё пойдёт по плану, то в 2025 г. Израиль станет одним из поставщиков газа в Европу. В соответствии с соглашением, Израиль и Кипр получают приоритет в области экспорта газа на европейский рынок. Кроме того, государства-участники проекта договорились, что к нему в дальнейшем можно будет привлечь другие страны, но только при условии согласия всех основных его участников.

Амбиции Египта

В январе 2014 г. итальянская компания Eni получила право на проведение геологоразведочных работ на шельфе Египта и в 2015 г. в результате бурения открыла гигантское газовое месторождение Зохран. Оно находится на глубине 1500 метров на территории геологического блока Шурук и занимает площадь 100 км². Его запасы, как уже упоминалось, могут достигать 850 млрд м³.





Для Египта обнаружение месторождения Зохран стало очень важным событием, поскольку страна была на грани полного истощения запасов газа (а его потребление в последние годы сильно растёт). Напомним, что с 2014 г. «страна пирамид» превратилась из нетто-экспортёра в нетто-импортёра газа. Дошло до того, что построенные заводы для экспорта СПГ оказались не у дел, а Египту пришлось арендовать терминал для импорта «голубого топлива». Дефицит сырья на внутреннем рынке (по данным 2015 г.) оценивался в 5–7 млрд м³ в год, а к 2018 г. мог бы вырасти до 10 млрд м³.

После запуска в эксплуатацию месторождения Зохран (декабрь 2017 г.) его освоение идёт опережающими темпами. Согласно данным за первое полугодие 2019-го, мощности проекта были последовательно увеличены с 11,3 млн м³ в сутки (400 млн ф³/сут) до 68 млн м³ в сутки (2,4 млрд ф³/сут). На текущий момент в рамках проекта введены в эксплуатацию 11 добывающих скважин, три подводных трубопровода, морская платформа управления и все восемь технологических линий завода по подготовке газа.

Таким образом, сегодня, благодаря шельфовому месторождению Зохран, Египет не только вышел на самообеспечение по газу и прекратил импорт СПГ, но и снова возобновил экспорт «голубого

топлива» в Иорданию после почти восьмилетнего перерыва. Также в Египте реализуется ряд проектов в дельте Западного Нила и на шельфе Средиземного моря, к северу от Александрии (месторождения Таурис, Либра, Атолл и другие). Амбиции Египта идут ещё дальше: он хотел бы стать региональным газовым хабом, который аккумулирует газ с месторождений Восточного Средиземноморья, включая собственные объекты (Зохран и другие), месторождения Кипра (Афродита) и Израиля (Левиафан и Тамар). После сжижения газ египетского хаба будет поставляться танкерами-газовозами в Европу. Также СПГ может отправляться и на премиальный рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Уже через несколько месяцев на севере страны в эксплуатацию будет сдан СПГ-завод Egyptian LNG мощностью 7,2 млн т в год.

ЛИВАН НАДЕЕТСЯ НА ЛУЧШЕЕ

Несмотря на то что на шельфе Ливана пока проведены лишь геофизические исследования 2D и 3D и не пробурено ни одной скважины, нет сомнений в том, что шансы обнаружить там газовые месторождения довольно высоки. Свой первый лицензионный раунд на шельфовые участки недр Ливан провёл в 2017 г., выставив на торги два блока – 4 и 9. Блок 4, расположенный на мелководье ближе к ливан-

скому побережью, считается перспективным на природный газ, а южный Блок 9 – на нефть. По итогам раунда эти блоки получил консорциумом в составе Total (оператор), Eni и российского «НОВАТЭКа».

Проблема состоит в том, что Блок 9 находится на морской границе с Израилем, с которым у Ливана продолжается конфликт, связанный с демаркацией морской границы. Страны никак не могут договориться по поводу акватории площадью около 860 км², которая граничит с тремя потенциально нефтегазоносными блоками на шельфе юга Ливана. Консорциум Total, Eni и «НОВАТЭКа» во избежание проблем обещал, что не будет бурить вблизи спорных вод.

В настоящее время Ливан проводит второй лицензионный раунд на углеводородные блоки на своём шельфе, в ходе которого компаниям предлагается пять участков недр в Средиземном море – Блоки 1, 2, 5, 8 и 10. При этом два из них – Блоки 8 и 10 – граничат с Израилем, что может отпугнуть потенциальных участников торгов. Тем не менее Ливан надеется на успех, поскольку освоение энергоресурсов на шельфе позволит придать мощный импульс экономическому развитию страны.

Есть лишь одно «но»: хотя на шельфе страны наверняка будут обнаружены газовые месторождения, в среднесрочной перспективе ожидать выхода этого сы-

рья на рынок не стоит. Даже если правительство страны сможет выйти из политического тупика и решить свои экономические проблемы, на проведение тендеров, разведку и начало добычи уйдёт не менее пяти лет.

Нефтяники из РФ возвращаются в Сирию

Теперь и Сирия стала добывать газ на своём шельфе. В конце декабря 2019 г. советник президента Башара Асада – Бусейна Шаабан – сообщила ливанскому телеканалу al-Mayadeen о том, что совместно с российскими компаниями (какими именно – Б. Шаабан не уточнила) страна начала геологоразведочные работы на нефть и газ в Средиземном море.

В свою очередь, министр нефти Сирии Али Ганем отметил, что с одной из российских компаний «когда-то был заключён контракт по Блоку 2», а также что «имеется контракт с другой российской компанией на Блок 1, который сейчас находится на последней стадии ратификации». Оба блока расположены в сирийских территориальных водах.

Есть все основания предполагать, что в Сирию возвратилась компания «Союзнефтегаз», с которой ещё в декабре 2013 г. Министерство нефти и минеральных ресурсов арабской страны подписало контракт. Данный контракт предусматривал проведение геологоразведки на нефть и газ на Блоке 2, находящемся в территориальных водах Сирии и имеющем площадь 2,190 км². Сообщалось, что инвестиции «Союзнефтегаза» в проведение ГРП и осуществление пробного бурения на данном блоке составят около 90 млн долларов.

Напомним, что 31 января 2018 г. Россия и Сирия подписали «дорожную карту» энергетического сотрудничества. Как отмечает Минэнерго, документ «предусматривает поэтапную реализацию стратегически важных проектов по восстановлению, модернизации, строительству новых энергообъектов на территории Сирии».

По данным Геологической службы США, на сирийском шельфе может залежать до 700 млрд м³ газа – в два раза больше, чем в материковой части страны.

Кипрские противоречия

Начиная с недавнего времени в акватории Республики Кипр активно ведутся разработки залежей природного газа. В 2011 г., после обнаружения на Блоке 12 месторождения Афродита и оценки его потенциальных запасов, крупнейшие

нефтегазовые компании, такие как ExxonMobil, Total, Shell, Eni, Kogas и Qatar Petroleum, получили лицензии на разведку и разработку кипрского шельфа. Сама Афродита находится всего в 34 км к западу от израильского газового месторождения Левиафан и к югу от египетского месторождения Зохран. Отметим, что всего в акватории Кипра выделено 13 нефтегазовых блоков, разработка которых ведётся начиная с 2007 г.

После того как на шельфе и в исключительной экономической зоне Кипра обнаружили месторождения газа, турецкие власти отчаянно пытаются доказать, что турки-киприоты наравне с греками имеют право на природные богатства региона. Дело в том, что Республика Северный Кипр с 1974 г. является оккупированной Турцией территорией. Причём она до сих пор никем не признана, кроме самой Турции.

В феврале 2018 г. Анкара объявила, что и она включается в газовую гонку. «Искать и исследовать эти ресурсы – наше суверенное право», – заявил министр иностранных дел Турции Мевлют Чавушоглу в интервью греческой газете «Катимерини». – Мы планируем начать в ближайшем будущем бурение в регионе Восточного Средиземноморья».

Ни со стороны ЕС, ни со стороны США турецкие власти одобрения не получили. Брюссель и Вашингтон поспешили заявить о своей полной поддержке Никосии и Афин, потребовав от Турции «немедленно прекратить буровые работы и впредь их больше не проводить». В Анкаре в ответ лишь огрызаются, заявляя, что будут продолжать бурение, а позиция Евросоюза и США «неконструктивна и противоречит международному праву». Глава турецкого МИД также подчеркнул, что Анкара не признаёт договор между Кипром и Египтом о разделе морского шельфа и будет действовать без оглядки на это соглашение. Напомним, что отношения между Египтом и Турцией были фактически прерваны после отстранения от власти в Каире в 2013 г. правительства во главе с Мухаммедом Мурси.

На сегодняшний день ситуация следующая: Турция постоянно направляет в исключительную экономическую зону Кипра свои буровые суда, которые сопровождаются турецкими военными кораблями. По версии Анкары, эти суда находятся в зоне газового месторождения на основании лицензий, выданных самопровозглашённой Турецкой Республикой Северного Кипра. Так, в январе нынеш-

него года министр энергетики и природных ресурсов Турции Фатих Донмез объявил об отправке бурового судна «Явуз» с целью разведки углеводородов в зону, которая, по утверждению официальной Никосии, находится в пределах 8-го разведочного блока кипрской ИЭЗ, где лицензии на разведку уже были предоставлены компаниям Eni и Total. В связи с этим греко-кипрские власти заявили, что «Турция превращается в пиратское государство в Восточном Средиземноморье».

Заместитель директора Фонда национальной энергетической безопасности (ФНЭБ) Алексей Гривач справедливо отметил: «В конфликте вокруг нефтегазовых месторождений Кипра играют роль несколько факторов, но ключевым из них является борьба за ресурсы. Анкара претендует на часть шельфа как патрон Турецкой Республики Северного Кипра. И, естественно, они хотят получить ресурсы Левантийского бассейна для развития собственного хаба, что пока не очень получается». Учитывая непростую историю взаимоотношений Турции и Кипра, стоит предположить, что эти разногласия так и останутся неразрешёнными.

Турция

Как уже отмечалось, Турция в числе других региональных игроков претендует на право использовать обширные энергетические ресурсы Восточного Средиземноморского шельфа. Основными аргументами Анкары в этом противостоянии является, по словам Р. Т. Эрдогана, то, что «Кипр не имеет права в одностороннем порядке добывать полезные ископаемые». На данный момент Турция фактически противостоит трём фронтам: первый образовали Кипр, Греция и Израиль, второй – Кипр, Греция и Ливан, третий – Кипр, Греция и Египет. Страны поделили большую часть шельфа вокруг острова, заключив договоры о проведении морской границы. Такие соглашения Никосия и Бейрут подписали в 2003 г., Никосия и Каир в 2007-м, а Кипр и Израиль в 2010-м. Разумеется, Анкара эти договоры не признаёт.

Именно поэтому Турция решила идти ва-банк и воспользоваться сложившимся двоевластием в Ливии, чтобы сделать легитимными свои притязания на средиземноморские месторождения. В конце ноября 2019 г. в Стамбуле между Турцией и так называемым Правительством народного согласия (ПНС) Ливии, возглавляемом Фаизом Сараджем, был подписан меморандум о взаимопонимании по демаркации морских зон в Восточном

Средиземноморье. Также было заключено соглашение о военном сотрудничестве. Сразу после этого МИД Греции срочно вызвал турецкого посла для получения объяснений относительно подписанного документа, который Афины рассматривают как «игнорирующий географические интересы Греции и нарушающий суверенные права третьих стран». К мнению Греции присоединились Египет и Кипр, заявившие о том, что подписанные соглашения между Стамбулом и ПНС «не имеют никакой юридической силы». Международно-признанный парламент Ливии также отверг упомянутые соглашения Турции с ПНС.

Несмотря на это, в декабре 2019 г. соглашение по демаркации морских зон в Восточном Средиземноморье было ратифицировано турецким парламентом и утверждено президентом Турции Р. Т. Эрдоганом. А официальная Анкара подчеркнула, что она «готова отстаивать свои права в Средиземноморье в соответствии с международным правом».

Вышеупомянутое соглашение с Ливией является продуктом турецкой доктрины Mavi Vatan («Голубая Родина»), основная идея которой состоит в том, что Анкара может на законных основаниях претендовать на обширную морскую юрисдикцию в Эгейском и Средиземном морях. По словам автора идеи, адмирала в отставке Джема Гюрдениза, пространство «Голубой родины» турков – аналог входящих в «Национальный обет» территорий, на которых предполагалось построить Турецкую Республику после войны за независимость 1919–1923 гг. Как и не вся территория «Национального обета» вошла в состав нового государства, так и не все морские границы были закреплены за Турцией.

На сегодняшний день эти идеи об установлении турецкого суверенитета над спорными морскими территориями официально звучат на самом высшем уровне в Анкаре. Необходимость сохранения за Турцией обширного пространства южного морского приграничья продиктована как экономическими, так и геополитическими факторами. Ведь примерно 89% внешней торговли страны приходится на морские перевозки. Неспособность отстаивать своё право на владение исключительной экономической зоной может дискредитировать политику Анкары по превращению страны в региональный транспортный и энергетический коридор.

Турция из-за непримиримости своей позиции по статусу Республики Северного Кипра сегодня остаётся вне регио-

нальных механизмов по освоению богатых газом акваторий. Не далее как 2 января Греция, Израиль и Кипр подписали соглашение о сооружении трубопровода EastMed, который в будущем будет способен обеспечить до 10% потребностей ЕС в газе. Реализация проекта по прокладке трубопровода длиной 1900 км по дну Средиземного моря до берегов Италии должна занять семь лет и потребует инвестиций объёмом 6 млрд долларов.

Власти Турции категорически против строительства EastMed. Так, представитель МИД Х. Аксой в своём комментарии для СМИ отметил: «Любой проект, в котором игнорируются права Турции и турок-киприотов на природные ресурсы в восточной части Средиземного моря, потерпит неудачу». Он также подчеркнул, что «Турция – самый экономичный и безопасный путь доставки природных ресурсов Восточного Средиземноморья на потребительские рынки Европы».

Заметим, что упомянутый выше турецко-ливийский меморандум потенциально может стать барьером для проекта трубопровода EastMed, поскольку последнему нужно будет пересечь установленную в данном меморандуме экономическую зону Турция – Ливия. Анкара уже показала сомневающимся, что она готова с оружием в руках отстаивать свои интересы, когда в январе нынешнего года президент Эрдоган ратифицировал законопроект, предусматривающий отправку военных контингентов в Ливию.

Сейчас Анкара упрямо расширяет зону действия своего растущего исследовательского флота в спорных районах. Как уже отмечалось, в конце января буровое судно «Явуз» начало работы на южном участке исключительной экономической зоны Республики Кипр. Подобная демонстративная акция, наряду с недавним дипломатическим прорывом на ливийском направлении, может рассматриваться как часть единой стратегии, которая свидетельствует о нарастании беспокойства по поводу ослабления турецкого влияния в регионе. Первого февраля Кипрское информационное агентство со ссылкой на источник в военных кругах сообщило о том, что турецкое сейсмологическое судно Oruc Reis прибыло с несанкционированной миссией в ИЭЗ Республики Кипр. Греческие власти расценивают это как провокацию.

Турцию не останавливает ни то, что её действия в Восточном Средиземноморье почти наверняка приведут к политической изоляции страны (поскольку её

притязания на месторождения нефти и газа попросту не имеют законных оснований), ни то, что она выступает на стороне сомнительного союзника (фактически нелегитимного ливийского ПНС), ни даже тот факт, что, защищая свои права согласно турецко-ливийскому меморандуму и продолжая поставки оружия и отправку боевиков в Триполи в обход санкций ООН, Анкара фактически «экспортирует терроризм».

Прибрежные государства Восточного Средиземноморья, конечно, могли бы попытаться найти механизмы совместного использования запасов газа. Но для этого им необходимо обозначить свои собственные эксклюзивные экономические зоны, что весьма сложно сделать в связи с нерешённым вопросом Кипра. А поскольку Восточное Средиземноморье – это «покроховая бочка», то конфликтные ситуации и дальше будут неизбежны. Ведь всем хочется получить свой кусок «углеводородного пирога». Турецкое издание Yeni Şafak справедливо заметило: «Если где-то обнаружены энергетические ресурсы, начинается поножовщина. В Восточном Средиземноморье вместо ножей – военные корабли многих стран».

Однако ряд экспертов придерживаются иного мнения на этот счёт. Возможно, что шумиха вокруг необъятных нефтегазовых богатств, которые ещё не разведаны, явно преувеличена. Директор исследовательского центра Международного института новейших государств Станислав Тарасов отмечает: «Громадные ресурсы Восточного Средиземноморья – это газовая terra incognita. Компании делают разные прогнозы, и есть даже подозрение, что в обиход брошены фальшивые геологические карты и итоги геологоразведок, проводимых в предыдущие годы. Такие пики интереса к газу всегда привязываются к обострению ситуации в регионе».

Истинную мотивацию обострения на Ближнем Востоке и в Восточном Средиземноморье нужно искать в другом. Это геополитические игры между великими державами, строительство нового миропорядка. Так что поиски и разработка месторождений на шельфе Греции, Кипра, Израиля имеют значение, но второстепенное. Эти страны используют газовый аргумент для того, чтобы усилить свою позицию на международной арене и решить собственные проблемы. Эксплуатировать эти энергетические ресурсы можно, только если в регионе будет стабильность и устойчивый статус-кво, однако пока до этого далеко. ■

Российский нефтегазохимический форум



ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVIII международная выставка

26-29 мая
УФА
ВАНХЭКСПО



GAZNEFTUFA
@GAZNEFTUFA
#ГАЗНЕФТЬУФА
#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ
#ГНТ
#ГНТФОРУМ
#GASOILEXPO



РЕКЛАМА



Нефтяное
направление



Химия.
Нефтехимия



Инновации
газовой
отрасли



Газомоторное
топливо



Сервисное
направление



Промышленная
безопасность
и экология

Организаторы



Правительство
Республики
Башкортостан



Министерство
энергетики
и строительства РБ



БВК
Башкортостан
Внешний
Континент

Традиционная поддержка



Министерство
энергетики РБ



Минпромторг
России

Содействие



Совместное
предприятие
и инвесторы



Ассоциация
нефтегазовых
и нефтехимических
компаний России



СНГ



Совместное
предприятие
и инвесторы



Совместное
предприятие
и инвесторы



Совместное
предприятие
и инвесторы



Совместное
предприятие
и инвесторы



Совместное
предприятие
и инвесторы



Совместное
предприятие
и инвесторы

Научная поддержка



Академия
наук РБ



Совместное
предприятие
и инвесторы



По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77
gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81
kongress@bvkexpo.ru

N-G-K
ru
2020
МОСКОВСКИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



20 ФЕВРАЛЯ ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

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

ТЕК-Н.РУ — Награждение лучших поставщиков оборудования и услуг в электроэнергетике

ТЕК-МАР.РУ — Настенная карта инвестиционных проектов в электроэнергетике



17 МАРТА НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

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

ТЕК-Н.РУ — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-АЛЛ.РУ — База поставщиков нефтегазового комплекса

ТЕК-МАР.РУ — Настенная нефтегазовая карта



28 МАЯ НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

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

ТЕК-Н.РУ — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-АЛЛ.РУ — База поставщиков нефтегазостроительных компаний

ТЕК-МАР.РУ — Настенная нефтегазовая карта



10 СЕНТЯБРЯ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

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

ТЕК-Н.РУ — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-АЛЛ.РУ — База подрядчиков для модернизации НПЗ

ТЕК-МАР.РУ — Настенная нефтегазовая карта



29 ОКТЯБРЯ НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

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

ТЕК-Н.РУ — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-АЛЛ.РУ — База поставщиков нефтесервисных компаний

ТЕК-МАР.РУ — Настенная нефтегазовая карта



8 ДЕКАБРЯ НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

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

ТЕК-Н.РУ — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-АЛЛ.РУ — База оборудования для нефтегазового шельфа

ТЕК-МАР.РУ — Настенная нефтегазовая карта

РЕКЛАМА

Телефоны: +7 (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: +7 (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

