



Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18–19 апреля 2017

Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

17-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2017



17–20 апреля 2017

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

12+
Реклама



Нефть россии

Ноябрь –
декабрь
2016

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

www.neftrossii.ru

НЕФТЬ РОССИИ № 11-12 2016



Под знаком технологического фактора
Ожидаемые неожиданности рынка СПГ
ГРР: катастрофа с надеждой на лучшее
Арктические точки роста
«Сланцевая революция» не сдаётся

НГК: взгляд на 25 лет вперёд

Будущее подкралось незаметно

Уходящий год запомнится знаковыми событиями в сфере энергетики, знаменующими начало важнейших долгосрочных трендов

Валерий АНДРИАНОВ

В последние дни перед Новым годом всегда возникает желание не только оглянуться назад и подвести итоги уходящего года, но и попытаться «заглянуть за горизонт», причём как в год наступающий, так и несколько дальше – в прекрасное или ужасное далёко. Когда же речь идёт о нефтегазовом комплексе, то такой «экскурс в футурологию», с одной стороны, служит удовлетворению любопытства, с другой – имеет важное практическое значение.

Действительно, именно энергетика является той отраслью, в которой самые смелые мечты о будущем воплощаются быстрее всего. Доказательством стали и некоторые события 2016 г., которые ещё недавно могли служить разве что сюжетом для научно-фантастических романов. Во-первых, в уходящем году впервые более половины прироста энергетических мощностей пришлось на альтернативные источники. Ветровые парки и солнечные батареи не просто перестали быть экзотикой, а реально сместили на второе место углеводороды. Правда, пока не по общей доле в энергобалансе, а всего лишь по динамике роста, но тем не менее...

Во-вторых, воплотился в реальность ещё один частый аксессуар фантастических произведений – беспилотные автомобили. Компания Uber выпустила на линию такси без шофёра. В перспективе данная технология не только оставит без работы миллионы водителей по всему миру, но и приведёт к огромной экономии автомобильного топлива. А если учесть, что «беспилотники» будущего, скорее всего, станут электромобили, то нефтяным компаниям стоит серьёзно задуматься о будущем.

Вопрос только в том, насколько быстро это будущее наступит? На него пытаются найти ответ ряд авторов нашего журнала. Как отмечает доктор экономических наук Алексей Мастепанов, бурное развитие науки, техники и технологий на рубеже XX и XXI веков покончило с угрозой энергетического дефицита и возможной нехваткой энергии. Оно же открыло человечеству возможность коммерчески эффективного использования ВИЭ. Можно сказать, что мы входим в эпоху глобального профицита энергоресурсов. Развитые страны уже в ближайшее десятилетие начнут формировать новую технологическую базу, краеугольным камнем которой станут биотехнологии, информатика и нанотехнологии. Это может существенно снизить потребности в первичных энергоресурсах.

Тем не менее, как подчёркивает А. Мастепанов, оценки и прогнозы ведущих аналитических центров свидетельствуют, что углеводородные ресурсы в ближайшие десятилетия останутся основой мирового энергопотребления (см. «Под знаком технологического фактора»).

К такому же выводу приводит и анализ, проведённый учёными Института энергетических исследований РАН. По их оценкам, большинство развитых стран уже прошли или пройдут в ближайшие 25 лет пики спроса на жидкие топлива с вы-

ходом на траекторию снижения. Но это сокращение будет компенсироваться ростом спроса в развивающихся государствах. В итоге потребление жидких топлив к 2040 г. увеличится по сравнению с уровнем 2015 г. (см. «Взгляд на 25 лет вперёд»).

Какие же из этого выводы для России? Надо быть готовыми к наступлению того самого «фантастического будущего», ведь оно всегда приходит незаметно. Опыт развития отрасли показывает, что без периодических технологических скачков она неизбежно заходит в тупик. И тогда требуются титанические усилия, чтобы придать ей новый импульс. В частности, так было на рубеже 1960–1970 гг., когда осуществлялось коренное технологическое перевооружение отечественного НГК с широким внедрением автоматизированных систем управления (подробнее см. статью А. Леонова «Эрудит и новатор»).

Сегодня мировой нефтегазовый комплекс стоит на пороге очередной технологической революции. Она связана с внедрением так называемых облачных технологий, то есть с переносом систем управления производством в виртуальную среду. «Облако» позволяет экономить значительные средства при создании новых объектов, выводить мощности на режим максимальной загрузки, предвидеть и предотвращать возможные ЧП (см. «Нефтяники «на облаке»»). И ни в коем случае нельзя «проспать» эти тенденции.

Безусловно, Россия должна идти в ногу со всем миром в сфере внедрения ВИЭ и электромобильного транспорта. И хотя сегодня, на фоне «углеводородного изобилия», эти новшества кажутся в нашей стране ненужными и преждевременными, овладеть соответствующими технологиями жизненно необходимо. Ибо будущее подкрадётся незаметно. Вряд ли нашу страну устроит роль «заповедника» устаревших энергетических технологий.

Но в мечтах о будущем нельзя отрываться и от «грешного настоящего». Ведь в том же нефтегазовом комплексе остаётся немало проблем. И если их не решать, то отрасль может просто не дожить до того момента, когда ей на смену придёт альтернативная энергетика.

Так, по данным Государственной комиссии по запасам, до 2030 г. производство нефти в стране на 80% обеспечено уже обнаруженными и рентабельными для освоения запасами. Однако, чтобы иметь надёжную ресурсную базу на период до 2040 г., нефтепользователям нужно уже сейчас искать новые месторождения. Но в последнее время в традиционных регионах нефтедобычи удаётся обнаруживать лишь мелкие объекты. Поэтому главная задача отрасли – выход на новые территории (подробнее см. статью М. Кутузовой «Катастрофа с надеждой на лучшее»). В противном случае, перефразируя известный афоризм одного арабского шейха, нефть в России кончится раньше, чем «нефтяной век».

Таким образом, нефтегазовому комплексу необходима взвешенная стратегия развития, учитывающая как долгосрочные тренды, так и «злобу дня». И поэтому главные надежды 2017 г. как раз и связываются с принятием Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г., проект которой уже давно бродит по различным высоким кабинетам. Только при наличии такого документа и его чётком соблюдении можно надеяться на то, что будущее в очередной раз не окажется для нас полной неожиданностью. ■

Нефть россии

16+

Журнал «Нефть России»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-52775,
выдано 08.02.2013 Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАНАлександр НЕКИПЕЛОВ
Академик РАН, председатель Совета директоров
ОАО «Роснефть»Виктор МАРТЫНОВ
Д. э. н., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. ГубкинаГенадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленниковАлександр РОМАНИХИН
Президент Союза производителей нефтегазового
оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК

Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН

Д. с. н., профессор (Институт социологии РАН)

Владимир ТЕТЕЛЬМИН

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

Александр МАТВЕЙЧУК

К. и. н., академик РАЕН

Анатолий ДИОРДИЕНКО

Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН

Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ruГлавный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ruЗаместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙНад выпуском работала:
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,
+7 (916) 138-52-99
e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: www.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 22.12.2016

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 – © ОАО «Газпром нефть». Платформа Saturn,
зафрахтованная для бурения скважины на Долгинском
месторождении в 2014 году. Печорское море.

**NOTA VENE**

В. АНДРИАНОВ

Будущее подкралось незаметно

Уходящий год запомнится знаковыми событиями в сфе-
ре энергетики, знаменующими начало важнейших дол-
госрочных трендов

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

А. МАСТЕПАНОВ,

доктор экономических наук, академик РАЕН,
руководитель Аналитического центра энергетической
политики и безопасности ИПНГ РАН, член совета
директоров Института энергетической стратегии

Под знаком технологического фактора

Как будут меняться приоритеты мирового развития
нефтегазовой отрасли в контексте сложившейся ситуа-
ции на рынке углеводородов?

4



А. ГАЛКИНА, научный сотрудник;

Д. ГРУШЕВЕНКО, научный сотрудник;

В. КУЛАГИН, руководитель отдела исследования
энергетического комплекса мира и России
(Институт энергетических исследований РАН)**Взгляд на 25 лет вперёд**

Глобальный энергетический рынок в ближайшую
четверть века будет расти, но конкуренция на нём
обострится

10



К. СЕРГЕЕВ

Санкции в помощь

Во многом благодаря введённым ограничениям
со стороны западных государств Россия установила
рекорд по снижению себестоимости добычи

18

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КИПМГ

А. УСОВ, партнёр, руководитель практики
по работе с компаниями нефтегазового сектора
КИПМГ в России и СНГ

Сложности долгосрочного прогнозирования

Что мешает нефтегазовым компаниям иметь
долгосрочные стратегии?

22



«Газпром нефть»

**ГАЗОВЫЙ РЫНОК**

К. СЕРГЕЕВ

Камо грядеши, СПГ?

На пути американских планов по завоеванию газовых рынков Европы и Азии возникают многочисленные подводные камни

24

РЕСУРСЫ

М. КУТУЗОВА

Катастрофа с надеждой на лучшее

Состояние российской геологоразведки пока не позволяет обеспечить ресурсами нефтегазовый комплекс на долгосрочную перспективу

28



Л. ШАХОВСКАЯ,
доктор экономических наук, профессор,
заведующая кафедрой Мировой экономики
и экономической теории;

В. ТИМОНИНА, студентка

(Волгоградский государственный технический университет)

Сланец не сдаётся

Несмотря на падение нефтяных цен, «сланцевая революция» не намерена снижать обороты

32

ШЕЛЬФ

М. КУТУЗОВА

Арктика: от планов до освоения

Пока государственные органы разрабатывают различные стратегии развития Арктической зоны РФ, нефтегазовые компании продолжают реализацию там собственных проектов

37

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

А. ВАЛЕНТИНОВ

Нефтяники «на облаке»

Компания Honeywell предлагает передовые решения, повышающие эффективность реализации новых проектов и сокращающие сроки их выполнения

42



«Газпром нефть»

КАДРЫ

В. МАРТЫНОВ,
ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина,
профессор;
А. ЛАРИОНОВ,
директор по маркетингу инженерингового центра
«Губкин инженеринг»

Синтез технарца и гуманитария

Для устойчивого развития нефтяной промышленности России необходимо формирование у нового поколения инженеров социального и экологического мышления

48

ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ

А. ЛЕОНОВ

Эрудит и новатор

К 100-летию Олега Петровича Шишкина, стоявшего у истоков промышленной автоматизации нефтегазового комплекса нашей страны

52

БЫЛОЕ

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Вехи славного нефтяного пути

Исполнилось 150 лет нефтяной промышленности России

57

Под знаком технологического фактора



Как будут меняться приоритеты мирового развития нефтегазовой отрасли в контексте сложившейся ситуации на рынке углеводородов?¹

Алексей МАСТЕПАНОВ,
доктор экономических наук, академик
РАЕН, руководитель Аналитического центра
энергетической политики и безопасности
ИПНГ РАН, член совета директоров
Института энергетической стратегии

Нефтегазовая отрасль – важнейшая составная часть современной глобальной экономики. Но именно «часть», развитие которой происходит в контексте всех мировых хозяйственных отношений, в тесном взаимодействии с другими отраслями экономики и энергетики. Поэтому понять логику изменения приоритетов развития нефтегазового комплекса можно, на мой взгляд, лишь в рамках развития этой системы – системы глобальной экономики и энергетики, – одним из следствий которого являются низкие цены на нефть и другие энергоносители.

ЭНЕРГОДЕФИЦИТ УХОДИТ В ПРОШЛОЕ

Многочисленные исследования российских и зарубежных специалистов, проведенные в последнее время, убедительно подтверждают следующие наши выводы, сделанные несколько лет назад [1–4]:

- в настоящее время мир стоит на пороге системного кризиса, охватывающего как саму экономику и энергетику, так и политику, на пороге смены базовых парадигм своего развития и глобальных энергетических изменений, включая международные отношения;

- в сфере мировой энергетики начнутся, разворачиваются и уже происходят глобальные изменения, серьезные качественные сдвиги;

- одновременно сохраняются глобальные факторы, генерирующие нестабильность, – меняющееся соотношение между ведущими центрами силы в мире, экономическое неравенство, дефицит природных ресурсов при продолжении их расточительного расходования, прогрессирующее загрязнение природной среды (особенно отходами производства) и кризис традиционных моделей экстенсивного развития.

Соответственно, будущее глобальной энергетики, как и всей мировой экономики, в значительной мере будет определяться такими тенденциями, как:

- балансирование между глобализацией и регионализацией, угрозой энергетического дефицита и наступлением глобального профицита энергоресурсов;
- смена технологических укладов как в производстве топлива и энергии, так и в их потреблении;
- завершение эпохи углеводородов и развитие инновационной безуглеродной энергетики и т. д.

Бурное развитие науки, техники и технологий на рубеже XX и XXI веков покончило с угрозой энергетического дефицита и возможной нехватки энергии для развития человечества, которая долгие годы определяла не только общую экономическую и энергетическую политику ведущих стран, но и практические меры правительств и бизнеса. Оно же открыло человечеству возможность коммерчески эффективного использования в широких масштабах возобновляемых источников энергии (таких как солнечная, геотермальная, энергия ветра, приливов и др.), а также практически неограниченных

¹ По материалам доклада «0 приоритетах мирового развития нефтегазовой отрасли в условиях низких цен на энергоресурсы», сделанного на пленарной сессии Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». 28 октября 2016 г., г. Альметьевск.

объёмов нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья. Тем самым появилось основание с высокой вероятностью утверждать, что надвигается эпоха глобального профицита энергоресурсов [5].

Кроме того, события последнего времени очередной раз показали, что в условиях глобализации и бурного развития новых технологий геополитические факторы не утратили своего влияния на развитие энергетики. Более того, в какой-то мере они даже стали определяющими. Под их воздействием формируется новая архитектура мировой экономики и международных отношений, начинается возврат к политике баланса сил и силового давления. И в этой ситуации энергетике будет всё труднее и труднее выполнять свою основную задачу – бесперебойно, надёжно и эффективно обеспечивать потребителей топливом и энергией.

Приходная часть современной матрицы формирования мирового баланса нефти и газа чрезвычайно сложна и многофакторна. В данном процессе участвуют различные виды углеводородных ресурсов и месторождения разного генезиса в десятках регионов мира. Каждое из них отличается не только объёмом ресурсов и их качеством, но и величиной издержек производства. Соответственно, рентабельность их разработки в значительной мере определяется уровнем сложившихся и перспективных цен на нефть, которые выступают эталоном и для цен на другие энергоносители, в свою очередь зависящих от огромного числа самых различных факторов. Это и так называемые фундаментальные факторы (предельные издержки производства, развитие технологий добычи традиционных и нетрадиционных углеводородов и производства энергии из возобновляемых источников, баланс спроса и предложения в целом, политика и геополитика), и факторы приходящие, в том числе – монетарные².

Высокие цены выгодны всем

В период высоких цен на нефть (свыше 70 долл./барр.), который длился с небольшими перерывами с апреля 2006 г. по ноябрь 2014 г.³, в мировой баланс жидкого топлива стали активно вовлекаться ресурсы дорогой нефти. Это глубоководные месторождения шельфа Бразилии, низкопроницаемые коллекторы и плотные породы США, нефтяные

пески Канады, сверхтяжёлая нефть Венесуэлы и т. д. Активно велись работы и на арктическом шельфе.

Отметим также, что высокие цены на нефть, которые держались в последние годы (даже порядка 100–110 долл./барр. за марку Brent с января 2011 г. по август 2014 г.), вполне устраивали и потребителей, и производителей, и отрасль альтернативной энергетики. Более того, достаточно высокие цены были просто необходимы для ведущих производителей и экспортёров нефти, поскольку бюджеты этих стран напрямую зависят от поступления нефтедолларов. Но эти же цены обеспечивали значительные поступления и в бюджеты стран-потребителей энергоресурсов, поскольку в большинстве из них в стоимости конечных нефтепродуктов доля налогов, акцизов и различных сборов составляет от 40% до 60%.

Ранжирование приоритетов мирового производства жидкого топлива в условиях высоких цен на нефть и быстро растущего спроса на неё в общем виде выглядело так:

- традиционная нефть Ближнего Востока и Северной Африки (с издержками производства, по оценкам МЭА, от 7–10 до 23–25 долл./барр. в ценах 2011 г.);
- традиционная нефть других районов за исключением месторождений глубоководного и арктического шельфа (от 7–10 до 65–70 долл./барр.);
- методы повышения нефтеотдачи пластов традиционной нефти в уже осво-

енных районах (от 20 примерно до 70 долл./барр.);

- лёгкая нефть плотных (низкопроницаемых) пород, то есть сланцевая нефть США (от 45 до 100 долл./барр.);
- нефтяные пески, сверхтяжёлая нефть и битумы (50–90 долл./барр.);
- нефть глубоководного и арктического шельфа (60–100 долл./барр.).

Далее шли различные технологии получения так называемой синтетической нефти (СЖТ) из природного газа и угля, затраты на производство которой были ещё выше – до 110 долл./барр. [8].

Значительный рост добычи дорогих углеводородов (природные битумы, тяжёлая, высоковязкая и сланцевая нефть, сланцевый газ и метан угольных пластов, нефть и газ, залегающие на больших глубинах и в низкопроницаемых породах) прогнозировался в 2012-м – начале 2014 г. практически всеми признанными аналитическими центрами: Международным энергетическим агентством, Минэнерго США (US Energy Information Administration), специалистами BP и т. д.

Так, МЭА в 2013 г. в Сценарии новых политик прогнозировало, что добыча «нетрадиционного» газа (из плотных формаций и низкопроницаемых коллекторов, включая сланцевый газ, метан угольных пластов и т. д.) составит в 2035 г. почти 27% от всей мировой добычи (или 1328 млрд м³). Производство «нетрадиционной» нефти – более 21% мирового показателя (15 млн барр./сут) [8].

Рис. 1. Структура совокупных мировых инвестиций в добычу нефти и газа за 2014–2035 гг. Сценарий новых политик



² Подробное изложение этих факторов дано в [6, 7].
³ Исключая сентябрь 2006-го – май 2007 г. и октябрь 2008-го – сентябрь 2009 г.

US Energy Information Administration в своём прогнозе (International Energy Outlook 2013) исходило из того, что добыча «нетрадиционного» газа в том же 2035 г. составит 30,7% от всего мирового производства (или 53,5 трлн ф³) [9]. А добыча «нетрадиционной» нефти в прогнозе BP от января 2014 г. оценивалась в 2035 г. в 15% общемирового уровня (в том числе нефти из плотных формаций и низкопроницаемых коллекторов – в 7%, из нефтеносных песчаников – 5%, жидкого биотоплива – 3%) [10].

И всё это без учёта производства дорогих «традиционных» углеводородов – нефти и газа арктического шельфа и глубоководных месторождений.

Естественно, чтобы обеспечить такие значительные объёмы производства дорогих углеводородов, необходимы огромные инвестиции. По оценкам МЭА, на эти цели требовалось выделить свыше четверти всех совокупных мировых инвестиций в добычу нефти и газа за 2014–2035 гг. (см. рис. 1).

КТО ПОСТРАДАЛ ОТ ОБВАЛА КОТИРОВОК?

Однако в последние годы ситуация резко изменилась. Замедление в 2014 г. мирового экономического роста вызвало ослабление спроса на нефть. И в сентябре 2014 г. цены на неё стали снижаться, а потом и вовсе рухнули, после того как в конце ноября ОПЕК под давлением Саудовской Аравии приняла решение не сокращать квоты на добычу. Уже к первой декаде декабря 2014 г. цены упали на 40% – со 115 до 65 долл./барр., а затем и до 53 долл./барр. Тем самым было положено начало ценовой войне с целью долгосрочного сохранения рыночной доли и перенесения балансирующей нагрузки на конкурентов с высокими затратами.

Падение цен (с некоторыми перерывами) продолжилось до 20 января 2016 г., когда стоимость сорта Brent опустилась до 28,22 долл./барр. Но уже к 29 января она вновь подрастает до 35,87 долл./барр. А затем новое падение и новый рост, который с колебаниями продолжается до последнего времени. В целом же к осени 2016 г. низкие цены на нефть (30–40 долл./барр.) сменились умеренными – порядка 50 долл./барр. (см. табл. 1).

Основной целью отказа ОПЕК от снижения добычи нефти в 2014–2015 гг. было выдавливание с рынка производителей со значительными издержками, прежде всего США с их нефтью, извлекаемой из плотных формаций и низко-

Табл. 1. Динамика среднемесячных цен нефти марки Brent, долл./барр.

	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Январь	107,75	49,15	34,73
Февраль	108,85	60,75	35,97
Март	107,66	55,18	38,66
Апрель	108,08	66,78	48,14
Май	110,02	65,59	49,67
Июнь	112,50	63,02	49,72
Июль	105,60	53,43	42,49
Август	102,95	48,52	47,04
Сентябрь	94,77	47,98	49,05
Октябрь	86,02	48,70	48,32
Ноябрь	70,15	44,17	45,71
Декабрь	57,35	37,60	

Источники: по данным [12].

проницаемых коллекторов (так называемой нетрадиционной, или сланцевой).

Однако производители данной нефти в США за это время добились роста эффективности бурения и значительного снижения расходов, удешевили применяемые технологии и захеджировали финансовые риски, накопив большой запас прочности и гибкости. По оценкам норвежской консалтинговой компании Rystad Energy, быстрое снижение издержек добычи сланцевой нефти наблюдается с 2011 г. С тех пор они уменьшились более чем на 50%.

В результате если ещё в начале 2010-х считалось, что рентабельность добычи нефти из сланцевых пород в США может быть обеспечена только при достаточно высоких ценах, то теперь эти взгляды изменились. Так, по оценкам МЭА, сделанным в середине 2014 г., точка безубы-

точности для сланцевых проектов в США составляет 80 долл./барр. [13]. В настоящее же время, по оценкам специалистов Citigroup, ITG, Bank of America и ряда других аналитических и финансовых структур, производство сланцевой нефти остаётся рентабельным при цене не ниже 60–65 долл./барр. [6]. Однако с учётом того, что основные объёмы сланцевой нефти поступают с уже разрабатываемых участков, где затраты значительно ниже, сланцевый сектор, по данным американской аналитической компании RBN Energy, может продолжать держаться на плаву и при цене не ниже 40 долл./барр. [14].

Реакция на падение цен на нефть со стороны её производителей была вполне ожидаемой. Это и отказ от новых дорогостоящих проектов, и совершенствование технологий в целях снижения издержек. В частности, в секторе upstream в первую очередь были свернуты проекты по освоению глубоководных и арктических ресурсов традиционных углеводородов, а также нефтеносных песчаников. Так, по оценкам Rystad Energy, опубликованным в январе 2016 г., с начала нефтяного кризиса аннулированы или отложены 63 нефтегазовых проекта по всему миру более чем на 230 млрд долларов. Близкие цифры приводят также аналитики Wood Mackenzie (прогнозируют снижение инвестиций за 2014–2016 гг. на 40%), инвестбанков Morgan Stanley, Goldman Sachs и др. [6].

В настоящее время, по данным Rystad Energy, опубликованным в октябре 2015 г., самыми высокими издержками производства характеризуются нефтеносные

Рис. 2. Основные факторы, определяющие цену нефти



Рис. 3. Парижское климатическое соглашение ООН



Парижского соглашения, достигнутого 12 декабря прошлого года. По оценкам специалистов, это напрямую скажется на роли нефти и газа в перспективном энергетическом балансе мира (см. рис. 3).

Так, в последнем обзоре ОПЕК, вышедшем в начале ноября 2016 г., показано, что с учётом анализа климатической политики после COP21 в Париже вполне возможно значительное сокращение как общего спроса на энергоресурсы, так и на нефть, даже на природный газ (см. рис. 4).

На пути к новой технологической базе

Одной из причин повышенного внимания к проблемам малоуглеродной или безуглеродной энергетики будущего является также теория о том, что исчерпание к 2030–2035 гг. последней волны быстрого индустриального роста и, соответственно, роста энергопотребления может привести к стабилизации потребления природных ресурсов. Это означает, что в долгосрочной перспективе спрос на сырьё и традиционные энергоносители будет расти всё медленнее, затем стагнировать, а потом и вовсе снижаться (см. табл. 2).

Развитые страны уже в ближайшее десятилетие перейдут к формированию новой технологической базы экономических систем, основанной на использовании передовых достижений в области биотехнологий, информатики и нанотехнологий, что может существенно снизить их потребности в первичных энергоресурсах.

пески и углеводороды Арктики. Их безубыточное освоение возможно лишь при мировых ценах на нефть порядка 80 долл./барр. Далее следуют проекты по добыче нефти низкопроницаемых пород, сверхтяжёлого сырья и ресурсов глубоководного шельфа. Для их безубыточного извлечения мировые цены на нефть не должны быть ниже 62–68 долл./барр.

То есть в условиях низких и умеренных цен все нефтегазовые проекты, относящиеся к этим категориям, выбывают из списка приоритетов развития отрасли так же, как и масштабное производство синтетического жидкого топлива с использованием существующих технологий.

Таким образом, от низких цен на нефть в первую очередь пострадали не столько сланцевые проекты (хотя не обошлось и без этого), сколько проекты, связанные с разработкой глубоководных месторождений, арктического шельфа и нефтеносных песков Канады.

Надолго ли низкие цены?

Но как долго продержится этот период низких цен? Мнений, предположений и гипотез на сей счёт много, как и причин, вызвавших падение цен в 2014–2016 гг. (см. рис. 2)⁴. Однако, поскольку эти проблемы выходят далеко за рамки темы данной статьи, отметим лишь, что с высокой степенью вероятности продолжительность периода низких цен составит не менее 5–7 лет.

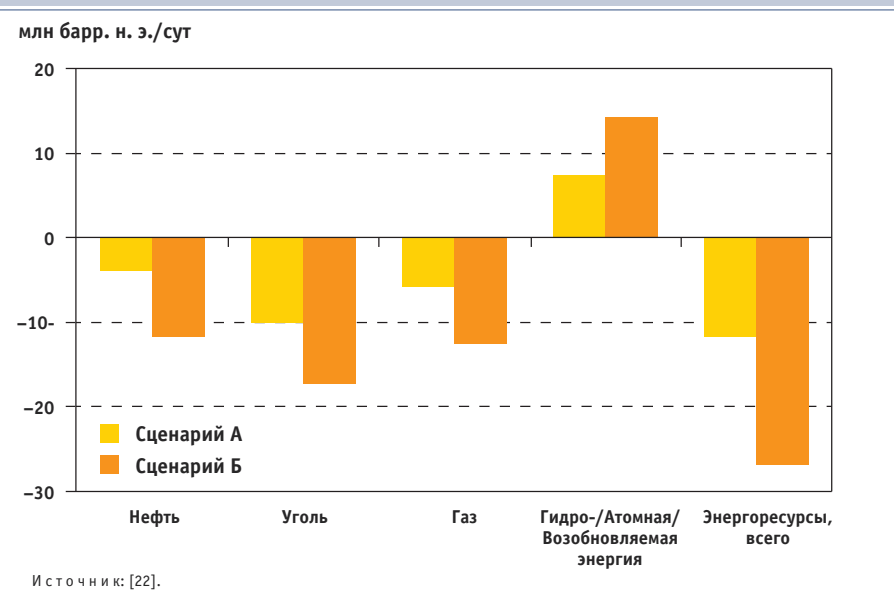
Данный вывод базируется на уже отмеченном значительном спаде инвестиций в

новые нефтегазовые проекты и на высокой «живучести» сланцевых проектов в США, которые фактически стали (в сочетании с действиями монетарных властей этой страны) одним из основных факторов ценообразования на мировом рынке нефти.

Придерживается подобного мнения и Минэкономразвития России, которое в своём последнем прогнозе, направленном в Минфин, предполагает, что в 2020 г. в оптимистичном сценарии (так называемый базовый плюс) стоимость барреля нефти составит 57 долларов и только в 2030 году – 70 долларов [18].

На продолжительность периода низких цен окажет влияние и реализация

Рис. 4. Изменение суммарного спроса на энергоресурсы в мире в климат-ориентированных сценариях А и Б по сравнению с Базовым сценарием



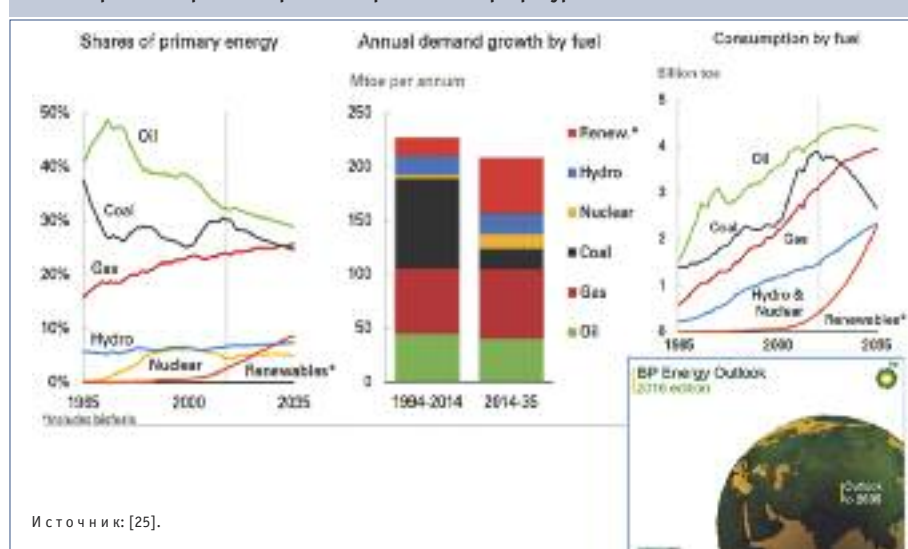
⁴ Подробный анализ этих причин дан, в частности, нами в [6, 15].

Табл. 2. Связь экономического и энергетического роста

Стадия развития	Энергоёмкость ВВП	Прирост потребления первичных энергоресурсов, % в год	Эластичность ВВП по потреблению первичных энергоресурсов	Доминирующие источники энергии
Доиндустриальная	Низкие темпы роста	Низкий	–	Некоммерческая энергия биомассы
Индустриализация	Средние темпы роста	4–5	0,8–2,2	Уголь, нефть и другие топливные источники энергии
Развитое индустриальное общество	Высокие темпы роста	2	0,4–0,8	Нефть, электроэнергия
Переход к постиндустриальной	Средние темпы роста	0–1	0,0–0,3	Диверсификация ТЭБ и начало перехода к ВИЭ
Постиндустриальная	Низкие темпы роста	<0	<0,0	Неисчерпаемые источники энергии

Источник: [23].

Рис. 5. Прогноз мирового спроса на первичные энергоресурсы



Источник: [25].

Естественной основой повышенного внимания к проблемам малоуглеродной или безуглеродной энергетики будущего является развитие науки, техники и технологий, которое раздвинуло границы нашего понимания возможностей энергетики и энергообеспечения человечества, особенно в сфере ВИЭ.

Тем не менее оценки и прогнозы ведущих аналитических центров свидетельствуют, что углеводородные ресурсы в ближайшие десятилетия (по крайней мере, до 2035–2040 гг.) останутся основой мирового энергопотребления.

Согласно прогнозам МЭА, сделанным уже с учётом падения цен на нефть и инвестиций в нефтегазовую отрасль, потребление нефти в мире за 2014–2040 гг. вырастет. В Сценарии новых политик рост составит 12 млн барр./сут, до 100 млн барр./сут (порядка 4783 млн т н. э.).

Потребление природного газа достигнет 5,2 трлн м³, или 4680 млн т н. э. [24].

Более того, даже в климат-ориентированном сценарии предусмотрено увеличение потребления нефти и газа, не говоря уже о росте спроса на газ в Азии. А в Сценарии низких цен на нефть спрос на неё достигнет 107 млн барр./сут.

По прогнозам ВР, опубликованным в январе 2016 г. [25], потребление нефти и других видов жидкого топлива, включая СЖТ и биотопливо, вырастет к 2035 г. на 20%, до 112 млн барр./сут (порядка 5357 млн т н. э.). Потребление газа – на 44%, до 4803 млн т н. э. (см. рис. 5). Тем самым доля нефти и газа в суммарном мировом энергопотреблении составит 55% (29% и 26% соответственно) против 56% в 2014 г.

Ту же тенденцию отражает и прогноз Секретариата ОПЕК, на который мы уже ссылались выше (см. табл. 3).

Естественно, конкретные объёмные показатели в прогнозах различных организаций отличаются, причём значительно. Но эти различия не затеяют главного – в ближайшие десятилетия нефть и газ останутся основой мирового энергопотребления. Однако ведущая роль углеводородного топлива в период до 2035–2040 гг. будет сохраняться на фоне продолжающегося системного кризиса и профицита энергоресурсов.

В новых условиях главной задачей человечества становится не энергообеспечение как таковое, а минимизация совокупных затрат общества на эти цели. Причём в каждый конкретный период времени, по сути, будет решаться балансовая оптимизационная задача, учитывающая не только многообразие факторов спроса и предложения и необходимые для этого финансовые ресурсы, но и последние достижения научно-технологического прогресса.

Что же касается приоритетов в развитии нефтегазовой отрасли, то их выбор будет в первую очередь связан с новейшими техническими и технологическими решениями, позволяющими обеспечить экономически эффективную добычу углеводородов при приемлемых экологических рисках. Эти же решения позволят найти место для каждого из направлений нефтегазодобычи в мировом энергетическом балансе, определить оп-

Табл. 3. Прогноз потребления первичных энергоресурсов в мире

	Объём энергопотребления, млн барр. н. э./сут				Среднегодовой рост за 2014–2040 гг., %	Доля отдельных энергоресурсов, %			
	2014 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.		2014 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
Нефть	85,1	90,7	96,7	99,8	0,6	31,1	30,3	28,2	26,1
Уголь	77,7	82,7	88,9	91,5	0,6	28,4	27,6	25,9	23,9
Газ	59,6	66,9	84,0	101,7	2,1	21,8	22,3	24,4	6,6
Атомная энергия	13,2	15,5	19,5	23,4	2,2	4,8	5,2	5,7	6,1
Гидроэнергия	6,6	7,6	8,9	9,9	1,5	2,4	2,5	2,6	2,6
Биомасса	28,2	30,7	34,6	38,1	1,2	10,3	10,2	10,1	10,0
Прочие ВИЭ	3,4	5,7	11,0	17,9	6,6	1,3	1,0	3,2	4,7
Всего	273,9	299,9	343,6	382,1	1,3	100,0	100,0	100,0	100,0

Источник: [22].

тимальное для каждого временного этапа соотношение между ними. В частности, по какому из этих направлений удастся быстрее сократить издержки производства, то и войдёт в число основных приоритетов мировой нефтедобычи.

Таким образом, определяющим фактором грядущих изменений мирового энергетического баланса и его структуры, как и приоритетов глобального развития нефтегазовой отрасли, выступает, на наш взгляд, технологический фактор, а именно степень доступности и эффективности технологий, обеспечивающих разработку различных типов ресурсов нефти и газа, использование возобновляемых источников энергии, рост эффективности энергопотребления, формирование инновационной экономики, основанной на малоэнергоёмких нано-, био-, информационных, когнитивных и других подобных технологиях. И в этом плане добыча углеводородов – это проблема прежде всего технологическая, а не ресурсная.

Литература

1. Мастепанов А. М. Энергетика и геополитика // IX Форум «Клуба Ниццы»: некоторые итоги, выводы и комментарии. – М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2011. 88 с. / Приложение к общ.-деловому, научному журналу «Энергетическая политика».
2. Мировая энергетика – новые вызовы // Энергетика и геополитика / Под ред. В. В. Костюка и А. А. Макарова. – М.: Наука, 2011. С. 68–91.
3. Мастепанов А. М. Корректировка Энергетической стратегии: некоторые первоочередные задачи // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2013. № 9. С. 6–10; № 10. С. 5–12.
4. Мастепанов А. М. Мировая энергетика: ещё раз о новых вызовах // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 11. С. 4–6.
5. Мастепанов А. М. Энергетический профицит – новая реальность // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 1. С. 5–6.
6. Мастепанов А. М. О факторах ценообразования на мировом нефтяном рынке и роли сланцевой нефти в этом процессе // Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 6–10.
7. Мастепанов А. М. О современной ситуации на мировом нефтяном рынке и роли нефтяной отрасли США в её формировании // Бурение и нефть. 2016. № 9. С. 3–15.
8. World Energy Outlook 2013. OECD/IEA, 2013.
9. International Energy Outlook 2013. With Projections to 2040. July 2013, 312 p. URL: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)
10. BP Energy Outlook to 2035. London, January 2014.
11. World Energy Investment Outlook. Special Report. OECD/IEA, 2014.
12. Справочный портал «Калькулятор». URL: <http://www.calc.ru>

13. Старинская Г. Дешёвая нефть угрожает добыче // Ведомости. 2014. № 3723. 25 ноября.
14. Еникеев Ш. 20\$ за баррель: почему Ирану и Саудовской Аравии выгодно дешёвая нефть. URL: <https://news.mail.ru/economics/24596781/>
15. Мастепанов А. М. Ситуация на мировом нефтяном рынке: некоторые оценки и прогнозы // Энергетическая политика. Выпуск 2. 2016. С. 7–20.
16. What drives crude oil prices? An analysis of 7 factors that influence oil markets, with chart data updated monthly and quarterly. US Energy Information Administration. July 12, 2016 Washington, DC.
17. Rayola Dougher. Power & Politics Navigating the Changing Vision of Our Energy Future. URL: http://mycommittees.api.org/standards/copm/Meeting%20Materials/2014/Dougher_API%20COPM_10-07-14_R.pdf
18. Ещё 20 лет стагнации // Ведомости. 2016. № 4186. 20 октября.
19. Redrawing the energy-climate map. World Energy Outlook Special Report. OCDE/AIE, 2013.
20. Кокорин А. О. Парижское климатическое соглашение ООН: нынешнее и будущее воздействие на экономику России и других стран. URL: <http://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2016/11022016/11022016-PRZ-COCK.pdf>
21. Сафонов Г. В. Изменение климата: вызовы декарбонизации экономики России. URL: <http://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2016/11022016/11022016-PRZ-SAF.pdf>
22. World Oil Outlook 2016. OPEC Secretariat, October 2016.
23. Глобальная энергетика и устойчивое развитие (Белая книга). М.: МЦУЭР, 2009. С. 48.
24. World Energy Outlook 2015. OECD/IEA, 2015.
25. BP Energy Outlook to 2035. 2016 edition. URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf>

Уважаемый Вагит Юсуфович!



Сердечно поздравляем Вас и весь Ваш многочисленный коллектив со знаменательным событием – 25-летием возглавляемой Вами нефтяной компании «ЛУКОЙЛ», а также с наступающим Новым годом!

Вашими усилиями и самоотверженным профессиональным трудом Ваших единомышленников была создана одна из крупнейших мировых нефтяных компаний, занимающая лидирующие позиции в экономике России, важнейших производственных отраслях, обеспечивающая энергетическую безопасность и экономическую стабильность нашей страны, достойно конкурирующая на мировых рынках.

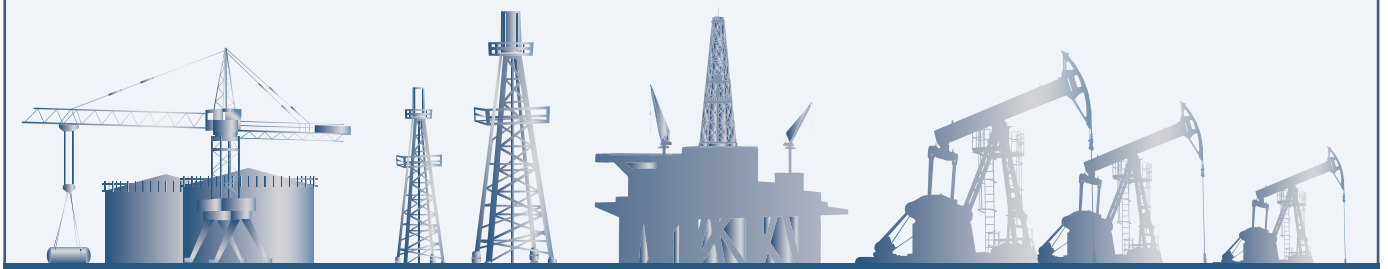
Применение инновационных технологий, научных и инженерных решений, не имеющих аналогов в мире, постоянное улучшение качества продукции, повышение производительности труда являются основой для дальнейшего развития компании, открытия новых перспектив.

Талантливый, компетентный и сплочённый коллектив, бережное отношение к людям, особое внимание к экологии и безопасности производства, высокая социальная ответственность позволяют Вам решать грандиозные задачи, преобразующие огромные территории, создающие новые промышленные и нефтеносные регионы как на суше, так и на море.

Желаем Вам и коллективу компании здоровья, удачи во всех добрых начинаниях, сил в достижении намеченных рубежей, экономического процветания, стабильности и мира!

**С уважением,
Председатель Совета директоров АО «ГСИ»**

С. М. Рахметов



Взгляд на 25 лет вперёд

Глобальный энергетический рынок в ближайшую четверть века будет расти, но конкуренция на нём обострится

Анна ГАЛКИНА,
научный сотрудник;
Дмитрий ГРУШЕВЕНКО,
научный сотрудник;
Вячеслав КУЛАГИН,
руководитель отдела исследования
энергетического комплекса мира и России
(Институт энергетических исследований
РАН)

Восьмого ноября в Москве ИНЭИ РАН и Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации представили широкой общественности «Прогноз развития энергетики мира и России 2016». Это комплексное исследование, охватывающее всю мировую энергетику во взаимосвязи с экономикой, демографической ситуацией, энергетической политикой, развитием технологий и другими факторами. В данной статье представлены и более полно раскрыты основные положения Прогноза в части перспектив развития нефтегазового рынка до 2040 г.

СЦЕНАРИИ ДЛЯ ТЭК

Исследование основано на трёх сценариях. Их ключевые отличия заключаются в темпах роста экономики, параметрах технологического развития и энергополитики. Во всех трёх сценариях до 2040 г. не предполагается глобальных политических и военных конфликтов, ожидается минимально разумный уровень кооперации ведущих стран мира при решении глобальных проблем. Но при этом не исключены локальные противостояния. При анализе социально-экономического развития особое внимание уделено пяти проблемам. От их решения во многом будут зависеть перспективы мировой экономики и энергетики в ближайшие 25 лет.

Во-первых, интерес вызывает траектория развития и новая модель роста Китая. Будет ли КНР просто замедляться, либо начнётся застой в экономике страны.



Во-вторых, серьёзные риски связаны с политической и экономической устойчивостью Ближнего Востока. Там продолжается демографический взрыв, сокращаются потоки средств от нефтегазового экспорта, а реформы откладываются.

В-третьих, возникают вопросы относительно перспектив ЕС – с учётом замедления роста, а также неравномерности развития стран Евросоюза.

В-четвёртых, сохраняется неопределённость в сфере трансформации экономики Восточной Европы и Азии.

В-пятых, имеются опасения по поводу Африки. Быстрый рост населения на фоне низкого уровня жизни приводит во многих странах континента к расширению экономической и энергетической бедности, а также стимулирует массовую миграцию и нестабильность в регионе.

Следует отметить, что учёт факторов технологического развития и энергополитики привёл к перевороту отдельных показателей по сценариям. То есть в благоприятном сценарии объёмы потребления отдельных видов топлива в некоторых странах и регионах стали ниже, чем в вероятном и критическом сценариях,

несмотря на более высокие темпы экономического развития.

Вероятный сценарий отражает наиболее реалистичный вариант развития мировой энергетики. Рост глобального ВВП в среднем составляет 2,8% на протяжении прогнозного периода – с 2015-го по 2040 г. (1,7% в ОЭСР и 3,6% в не-ОЭСР). Данный сценарий не исключает наличия локальных конфликтов, но всё же предполагает, что они не выйдут за рамки нескольких государств и не оказывают серьёзного влияния на политическую стабильность регионов. Передача технологий из развитых в развивающиеся страны затруднена. Это усилит отрыв ведущих государств мира от всех прочих. Экономика Китая замедляется, Ближний Восток и Европа периодически сталкиваются с экономической неустойчивостью, в Восточной Европе и Азии продолжается сложный процесс трансформации экономик, в Африке сохраняется социально-экономическая напряжённость.

В части энергетической политики вероятный сценарий предполагает ограниченный успех в выполнении уже заявленных государственных планов. Подразумевается также сохранение су-

ществующих на данный момент приоритетов (с некоторым усилением важности экологических аспектов в Северной Америке, СНГ и развивающихся странах Азии).

Вероятный сценарий для России включает умеренные темпы роста ВВП (2,2–2,4% после 2020 г., в первую очередь за счёт услуг).

Благоприятный сценарий предполагает ускоренное развитие экономики и частичное решение глобальных проблем при отсутствии дополнительных рисков. В числе его предпосылок – восстановление экономического роста в ЕС, плавный переход Восточной Европы, Латинской Америки и ряда стран Азии в постиндустриальную фазу развития на базе рыночной экономики, что приблизит их к уровню и качественным характеристикам развитых государств.

В сценарии предусматривается стабильное умеренное увеличение цен на энергоносители, что поддержит рост не только ВВП, но и душевого ВВП в реальном выражении в регионах, экспортирующих углеводороды.

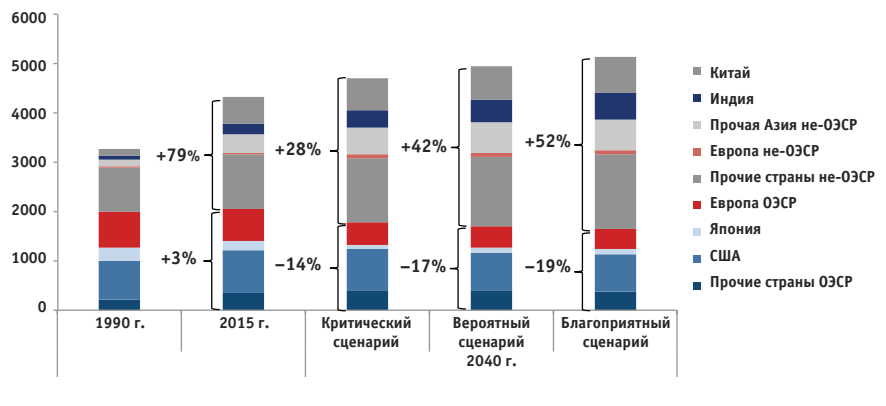
Китай в этом сценарии продолжает политику сглаживания неравенства и показывает рост ВВП на душу населения (около 4,5%). Ни Китай, ни Индия, ни Африка не входят в кризис трансформационного характера, а планомерно догоняют развитые страны. Трансфер технологий в благоприятном сценарии не ограничен, нет проблем с его финансированием на уровне компаний и правительств развивающихся государств. В сумме эти факторы дают серьёзный толчок экономическим связям и общему развитию, в период до 2040 г. динамика мирового среднегодового ВВП достигает 3,4%.

В части энергетической политики благоприятный сценарий, как и вероятный, не предполагает решения всех проблем на уровне отдельных регионов. Однако страны в данном сценарии смогут выполнять заявленные планы энергетической политики.

При этом экономика России движется вместе со всем миром, а после 2030 г. возможны темпы роста, превосходящие среднемировые.

Критический сценарий связан с тяжёлыми спадами в экономическом развитии. Для глобальных проблем не удастся найти приемлемых решений. Среднегодовые темпы роста мировой экономики в период 2015–2040 гг. составят 2,1 %.

Рис. 1. Спрос на жидкие топлива по регионам и крупнейшим странам мира в 2015 г. (прирост к 1990 г.) и 2040 г. (прирост к 2015 г.) по сценариям, млн т н. э.



Среди проблем данного сценария выделяются:

- финансовые и долговые сложности развитых стран, ограничивающие манёвренность экономической политики;
- миграционный кризис;
- продолжающееся вмешательство религиозных факторов в регионе Ближнего Востока;
- замедление роста Китая (до 1,6% в 2030 годах), сопровождаемое социальными осложнениями;
- распределительные конфликты в Индии;
- неготовность к предотвращению природных (климатических) катастроф и отсутствие механизмов адаптации.

Глобальных военных конфликтов в данном сценарии не предполагается, но локальные весьма распространены. Развитые страны в части НТП серьёзно отрываются от развивающихся. Существенно замедляется (а где-то и вовсе прекращается) трансферт энергетических технологий.

В критическом сценарии не удастся осуществить большую часть озвученных правительствами приоритетов энергетической политики. Происходит их пересмотр в пользу доступности энергии.

Для России темпы роста экономики в этом сценарии ниже, чем в двух других (в среднем – 1,7% после 2020 г.), рецессия дольше.

Во многом определяющей для РФ будет ситуация на мировых нефтегазовых рынках, которые, с одной стороны, открывают дополнительные возможности для стимулирования развития экономики страны, а с другой – создают определённые риски.

На подступах к пику спроса

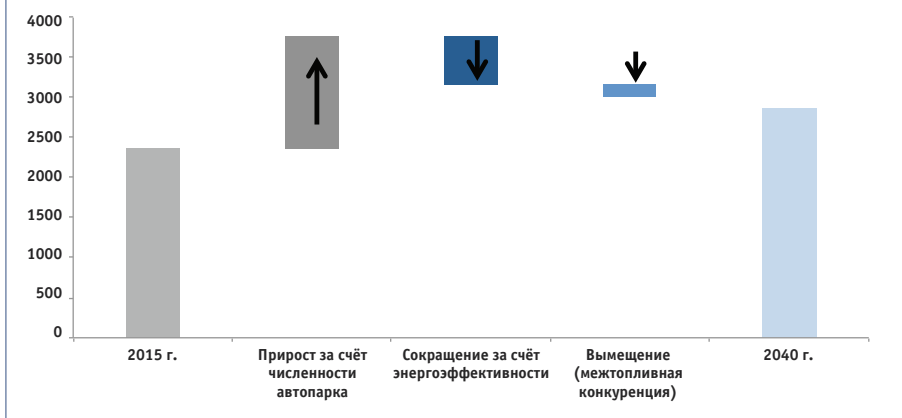
Развитие мирового рынка жидких топлив (нефти, нефтепродуктов и их прямых субститутов¹) во многом определяется перспективами изменения спроса на них. С применением модельного комплекса SCANNER и инструментария, разработанного в ИНЭИ РАН при грантовой поддержке Российского научного фонда (номер проекта 14-19-01459)², проанализированы возможные изменения спроса на жидкие топлива в широком сценарном поле. От критического сценария, с его негативными предпосылками в части экономического роста и трансфера технологий, до благоприятного сценария, с высокими темпами увеличения мирового ВВП и максимально благоприятными условиями для вымещения нефтепродуктов альтернативными видами топлива. Проведённые расчёты на период до 2040 г. показали следующее.

Во-первых, большинство развитых стран уже прошли или пройдут в ближайшие 25 лет пики спроса на жидкие топлива с выходом на траекторию снижения. Этому способствуют: невысокие темпы экономического роста (ниже среднемировых), относительно стабильная демографическая ситуация, развитие межтопливной конкуренции и технологий, нацеленных на повышение

¹ Под субститутами понимаются биотоплива, а также синтетические жидкие топлива, произведённые из газа и угля. Подробнее о прямых и непрямах субститутах нефтепродуктов см.: Mitrova T., Kulagin V., Grushevenko D., Grushevenko E. Technology Innovation as a Factor of Demand for Energy Sources in Automotive Industry. Foresight and STI Governance, 2015. Vol. 9. No 4. P. 18–31. DOI: 10.17323/1995-DOI: 10.17323/1995-459X.2015.4.18.31 459X.2015.4.18.31.

² Grushevenko E., Grushevenko D., Kulagin B. Long-term impact of technological development on European road transportation sector's fuel mix: Focus on electric vehicles // Electric Power Quality and Supply Reliability (PQ), 2016.

Рис. 2. Процесс формирования спроса на жидкие топлива в транспортном секторе – от показателей 2015 г. к показателям 2040 г., млн т н. э.



энергетической эффективности, целенаправленная политика по снижению зависимости от нефтепродуктов и повышению экологических стандартов.

Во-вторых, основной прирост спроса на жидкие топлива придёт на развивающиеся страны. При формировании этих объёмов потребления определяющее значение будут иметь факторы экономического и демографического роста.

В-третьих, расширение спроса на жидкие топлива (в том числе и на нефтепродукты) в развивающихся странах компенсирует его снижение в развитых государствах. В итоге во всех сценариях потребление увеличится к 2040 г. по сравнению с уровнем 2015 г. (см. рис. 1).

В-четвёртых, в корзине жидких топлив расширится доля светлых нефтепродуктов, используемых в транспортном секторе, – бензина, дизтоплива, керосина, сжиженных углеводородных газов. Это связано с ожидаемым перспективным ростом парка транспортных средств и государственной политикой, направленной на повышение качества топлив.

В-пятых, в ключевом транспортном секторе, обеспечивающем более 55% от мирового спроса на нефтепродукты в 2015 г. (к 2040 г. – порядка 70%), увеличение потребления за счёт численности автопарка будет частично компенсировано повышением эффективности

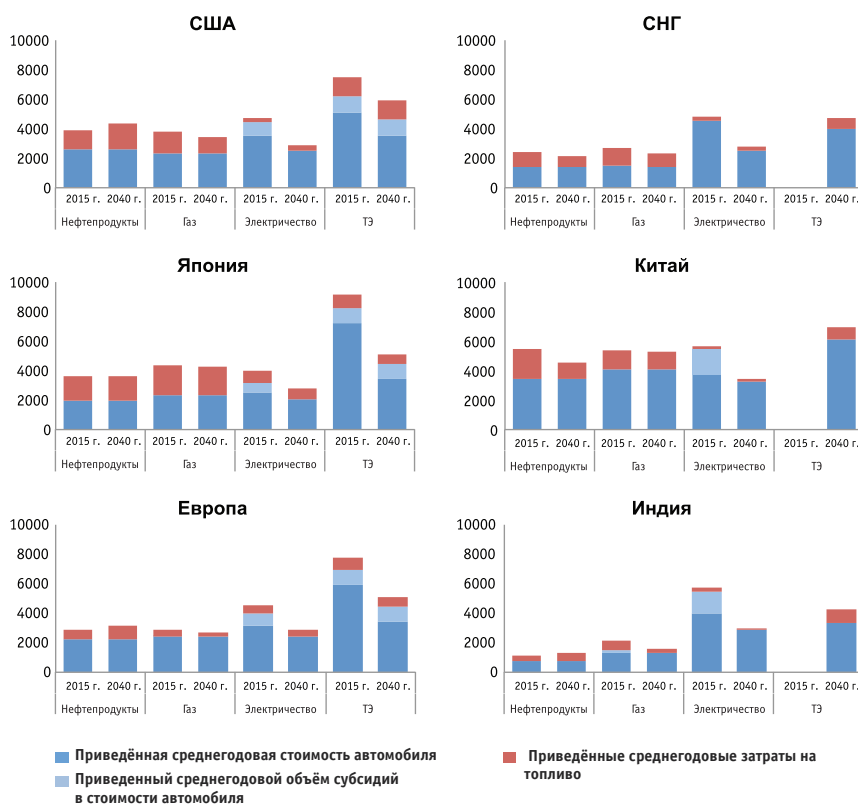
транспортных средств и междоливной конкуренцией. Но даже в самых благоприятных для развития альтернативного транспорта условиях объёмы вымещения жидких топлив станут существенно ниже, чем экономия от повышения эффективности (см. рис. 2).

Альтернативные автомобили (не только электрические³, но и газомоторные⁴)

оказываются существенно более экологичными (речь идёт только о выбросах, производимых самим автомобилем в процессе эксплуатации), а главное – экономичными по затратам на топливо, нежели их «нефтяные» аналоги. Для сравнения – затраты топлива на 1 км пути в среднем по миру в 1,5–2 раза ниже при использовании электромобиля и на 10–50% ниже при эксплуатации газомоторного транспорта. Однако при принятии решения о покупке автомобиля потребитель рассчитывает не только эксплуатационные расходы на топливо, но и полную «стоимость владения». А она включает также затраты на приобретение и обслуживание транспортного средства.

Анализ стоимости владения ТС, проведённый по множеству стран мира, показывает, что в текущих условиях, несмотря на топливную экономию, электромобили оказываются неконкурентоспособными по сравнению с традиционными автомобилями, даже если учесть значительный объём субсидий, предоставляемых владельцам этого вида транспорта в большинстве государств (см. рис. 3).

Рис. 3. Среднегодовая стоимость владения автомобилями на различных видах топлива, долл. 2015



³ Подробнее о развитии электромобилей см. в работе: Грушевенко Е. В. Сектор дорожного транспорта Европы. Фокус на электромобилей // Экологический вестник России. 2016. № 11. С. 32–40.

⁴ Подробнее о развитии газомоторного транспорта, его особенностях и сравнительной эффективности см. в статье: Грушевенко Е. В., Капустин Н. О., Рыжкова В. В. Системный анализ перспектив развития рынка газомоторного топлива в России // Экологический вестник России. 2016. № 6. С. 4–9.

Безусловно, по мере удешевления электромобилей они будут в больших, нежели сейчас, объёмах выходить на рынок. Однако даже при условии, что уже в 2030 годах их базовая стоимость окажется сопоставима со стоимостью традиционных машин, одномоментного замещения ожидать не стоит. Этот процесс будет носить постепенный характер и применяться только к отдельным странам.

Интересна ситуация с газомоторным топливом: используя его, автомобили уже на данном этапе зачастую оказываются конкурентоспособны по стоимости владения с традиционными. Их развитие во многом сдерживается ограниченностью сервисной и заправочной инфраструктуры⁵. Прежде всего это связано с дороговизной постройки газозаправочной станции (АГНКС) и необходимостью подключить её к газовой распределительной сети. Для сравнения – в США капиталовложения в открытие АГНКС оцениваются в 1–1,8 млн долларов, стандартной АЗС – в 400–600 тыс. долларов, а быстрой заправки от переменного тока – в 10–50 тыс. долларов⁶. Тем не менее в прогнозном периоде эти топлива окажутся весьма привлекательными для ряда стран, в частности Ирана, Бразилии, Индии, Пакистана и России.

Основные объёмы прироста спроса на жидкие топлива будут концентрироваться в странах развивающейся Азии, в первую очередь в Индии. К 2040 г. спрос в Китае хоть и окажется выше уровня 2015 г. на 10–20% (в зависимости от сценария), но пройдёт свой пик в 2020–2030 гг. (на отметках около 740 млн т), после чего начнёт снижаться. Поможет стране выйти на такую траекторию уже начавшаяся политика по внедрению альтернативного транспорта и стимулированию межтопливной конкуренции, а также организация на своей территории производства автомобилей, отвечающих самым современным экологическим, а значит, и энергетическим требованиям.

На Атлантическом рынке, напротив, ожидается снижение объёмов спроса, в первую очередь в Северной Америке и Европейском союзе, в то время как спрос

Рис. 4. Объёмы добычи жидких углеводородов крупнейшими производителями, млн т (левая ось), их суммарная доля в общем объёме добычи, % (правая ось)

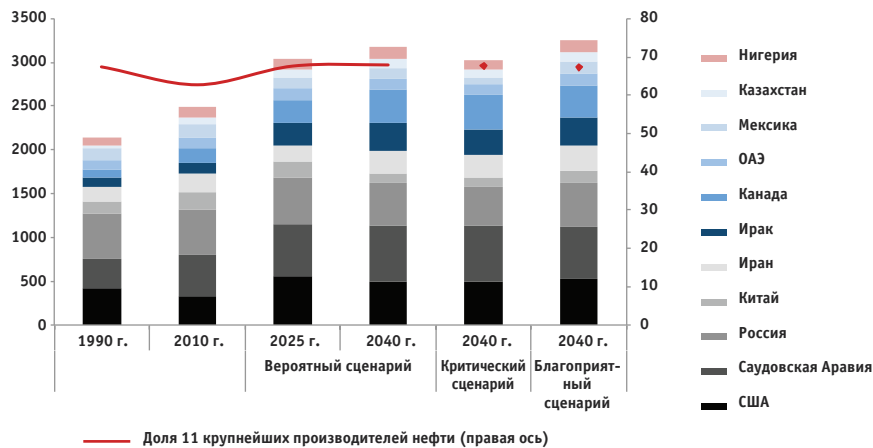
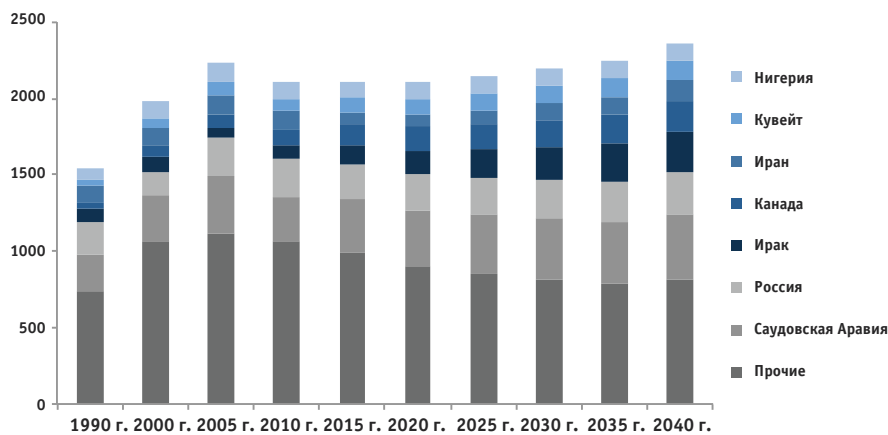


Рис. 5. Объёмы мирового экспорта нефти с выделением ключевых поставщиков (вероятный сценарий), млн т



в Южной Америке продолжит возрастать. Его расширение ожидается также в Африке и на Ближнем Востоке.

Глобальный спрос на нефтепродукты к 2040 г. составит 4,6–5 млрд т н. э. по сравнению с 4,3 млрд т н. э. в 2015 г.

СТАТУС-КВО ДОБЫЧИ И ЭКСПОРТА

Мировое предложение жидких топлив в прогнозном периоде будет на 95% представлено нефтью и газовым конденсатом традиционных и нетрадиционных месторождений. До 2020 г. большой вклад в объём мировой нефтедобычи внесут уже введённые или готовящиеся к вводу в эксплуатацию месторождения. А впоследствии миру понадобится значительный прирост запасов для удовлетворения растущей потребности в жид-

ких топливах. Доля нетрадиционной нефти (сланцевой, сверхтяжёлой, нефтяных битумов) в общем объёме мирового предложения увеличится с 10% в 2015 г. до 15% в 2040 г.

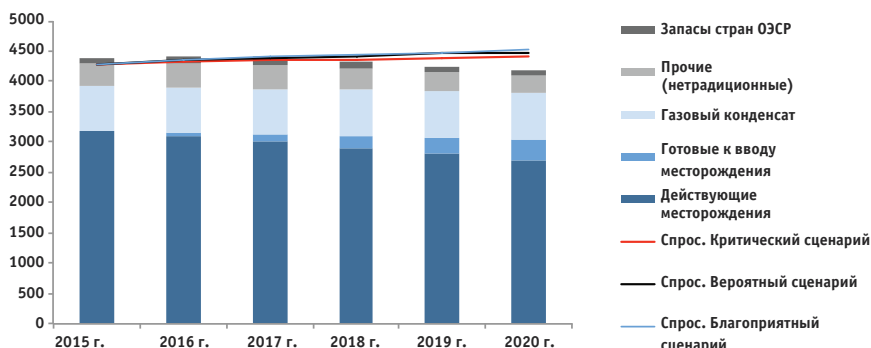
Анализ показывает относительную устойчивость ключевых производителей нефти к изменению сценарных предположений. Так, во всех сценариях на долю 11 крупнейших производителей жидких углеводородов придётся по 65% от суммарного объёма добычи (см. рис. 4). К 2040 г. Российская Федерация будет занимать (как и в 2015 г.) третье место по производству нефти после США и Саудовской Аравии.

Отсутствие революционных изменений в структуре мировой нефтедобычи в сочетании с ожидаемым сохранением ключевых региональных трендов в сфе-

⁵ Митрова Т. А., Галкина А. А. Межтопливная конкуренция // Экономический журнал ВШЭ. 2013. № 3. Т. 17.

⁶ Smith M. New West Technologies (DOE HQ Technical Support); Gonzales J. Costs Associated With Compressed Natural Gas Vehicles Fueling Infrastructure Factors to consider in the implementation of fueling stations and equipment. U.S. DOE, 2014.

Рис. 6. Балансирование спроса и предложения на мировом рынке нефти, без ввода новых проектов, млн т



ре спроса на жидкие топлива закономерно приводит к выводу том, что сохранится и нынешняя структура межрегиональной торговли сырой нефтью.

Основные объёмы межрегионального импорта будут сосредоточены в Европе (поставки сырья составят свыше 500 млн т против 490 млн т в 2015 г.) и на Азиатском рынке (рост с 970 до 1346 млн т). США к 2040 г. так и не смогут полностью покрыть потребности собственных НПЗ в сырье за счёт внутренней добычи. Тем не менее Соединённые Штаты начнут экспорт нефти как на европейском, так и на азиатском направлении, одновременно импортируя сырьё из соседних Канады и Мексики, а также из стран Южной и Центральной Америки и Ближнего Востока. В целом Северная Америка станет нетто-экспортёром нефтяного сырья.

Ключевым мировым регионом-экспортёром останется Ближний Восток. Он будет обеспечивать от 55% (в благоприятном сценарии) до 61% (в критическом сценарии) межрегиональной торговли сырой нефтью и газовым конденсатом.

В составе крупнейших экспортёров нефти до 2040 г. также не ожидается революционных изменений. Семь ключевых стран сохранят своё доминирующее положение на мировом рынке. Россия в прогнозном периоде будет занимать второе место по масштабам экспорта нефти во всех сценариях.

Цены будут расти

Ключевая неопределённость мирового рынка жидких топлив – дальнейшая динамика цен на нефть. В «Прогнозе 2016»⁷ приводится подробное объяснение со-

бытий, произошедших в 2014–2016 гг., и механизмов воздействия на нефтяные цены. Здесь же ограничимся кратким резюме.

Снижение цен на нефть в 2014–2016 гг. имеет объяснение в рамках фундаментальных законов функционирования рынка. Определяющее воздействие на котировки оказали несколько факторов:

- дисбаланс спроса и предложения на мировом рынке (затянувшееся превышение объёмов доступного предложения над спросом);
- девальвация курса национальных валют некоторых ключевых производителей нефти, приведшая к снижению затрат на добычу, а также налогов в долларовом исчислении;
- развитие технологий, позволившее сократить затраты, главным образом при добыче нетрадиционной нефти.

Всё это привело к изменению кривой предложения и, следовательно, к балансированию рынка на новых, более низких уровнях.

Однако ни в одном из сценариев не предполагается возможность сохране-

ния радикально низких (на отметке в 40–50 долл./барр.) цен на нефть на протяжении всего прогнозного периода. В первую очередь это связано с необходимостью уже в 2018–2019 гг. вводить в эксплуатацию новые, неподготовленные к разработке запасы нефти. Без этого невозможно покрытие ожидаемого спроса. Поэтому уже сейчас необходимо привлечь в отрасль новые инвестиции, которые требуют соответствующего уровня мировых цен для принятия решения (см. рис. 6).

Согласно разработанным сценариям, некоторого восстановления цен (до 55–65 долл./барр. в постоянных ценах 2014 г.) следует ожидать уже в течение первой прогнозной пятилетки. После этого для обеспечения глобального растущего спроса на нефть мировой экономике потребуются существенный рост её котировок. Однако не до рекордных отметок в 110–120 долл./барр., наблюдавшихся в 2012–2013 гг., а до более скромных 90–107 долл./барр. к 2040 г.

Анализ исследований различных организаций показывает, что к 2040 г. диапазон цен составит от 76 до 252 долл./барр. (в долларах 2014 года). Однако нужно понимать, что при ценах свыше 110 долл./барр. начнётся более активное вымещение нефти и нефтепродуктов альтернативными топливами. Появятся также дополнительные стимулы для экономии, что будет оказывать понижающее давление на спрос (см. табл.).

Горизонты газового рынка

В ближайшие 25 лет газу отводится достаточно важная роль в мировой энергетике. Почти 32% прироста мирового производства энергии будет обеспечено именно за счёт «голубого топлива». Ожидается, что в вероятном сценарии спрос

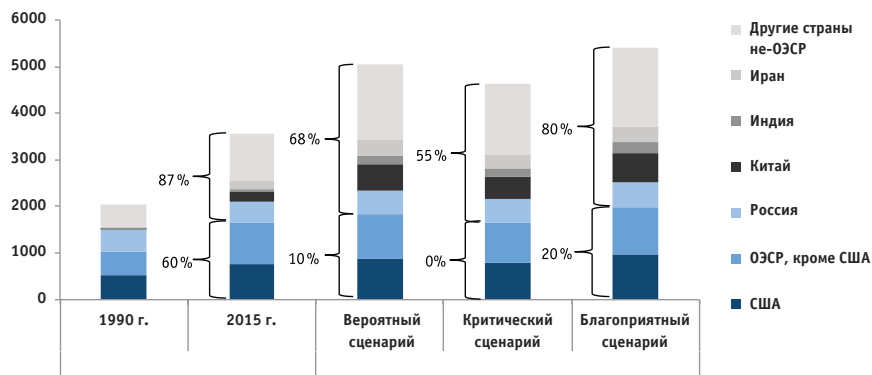
Прогнозы цен на нефть различных организаций

Прогноз цен	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.
	Долл. 2014 / барр.				
IEA CP	83	112	130	140	150
IEA NP	80	102	113	120	128
IEA 450	77	85	97	96	95
OPEC Reference	65	81	84	88	92
EIA Reference	79	91	106	122	141
EIA Low Oil price	58	64	69	72	76
EIA High Oil price	149	169	194	221	252
ИНЭИ РАН – АЦ, Критический сценарий	55	75	83	86	90
ИНЭИ РАН – АЦ, Вероятный сценарий	60	81	88	94	99
ИНЭИ РАН – АЦ, Благоприятный сценарий	65	82	90	103	107

Источники: составлено по данным IEA World Energy Outlook 2015, EIA International Energy Outlook 2016, OPEC World Oil Outlook 2016.

⁷ Прогноз развития энергетики мира и России 2016. М., ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ, 2016.

Рис. 7. Спрос на газ в 2015-м и 2040 г. по регионам и крупнейшим странам мира и приросты по сценариям, млрд м³



на него начнёт увеличиваться ежегодно в среднем на 1,4%. Это позволит к 2040 г. выйти на потребление около 5 трлн м³. Данные темпы увеличения потребления газа в сравнении с другими видами ископаемого топлива являются самыми высокими. Но в сопоставлении с предыдущим 25-летним периодом замедление очевидно.

В 1990–2015 гг. в странах ОЭСР потребление газа выросло на 60%, а в странах не-ОЭСР на 87%. В следующие 25 лет максимальный прирост в ОЭСР (благоприятный сценарий) ожидается в 20% (в критическом сценарии его вообще не предполагается), в не-ОЭСР он замедлится до 55–80% в зависимости от сценария (см. рис. 7).

Основной прирост потребления (около половины) ожидается в развивающихся странах Азии. Главным образом это будет обусловлено спросом со стороны быстрорастущих экономик и стремлением сократить долю угля в энергобалансе.

Среди регионов сокращение потребления газа в вероятном сценарии ожидается только в ЕС (при этом в целом по Европе оно стабилизируется) и в развитых странах Азии. В ЕС это связано с общим снижением энергопотребления и развитием ВИЭ, в государства ОЭСР Азии – с возвращением в эксплуатацию АЭС Японии.

Для обеспечения потребностей в газе не только введут в эксплуатацию новые традиционные месторождения, но и расширится добыча нетрадиционного газа. К 2040 г. в вероятном сценарии она достигнет 23% от общемировой. Шельфовая добыча, метан угольных пластов, газификация угля и биогаз

также продемонстрируют расширение производства. Но суммарно их доля к 2040 г. не превысит 8–9% ни в одном из сценариев по сравнению с 4% в 2015 г. (см. рис. 8).

До 2030 г. основное развитие добычи сланцевого газа будет происходить в США, затем прогресс в этом направлении случится в Канаде, Аргентине, Китае и других странах. При этом в Соединённых Штатах на фоне истощения наиболее привлекательных запасов есть вероятность прохождения пика сланцевой добычи на рассматриваемом горизонте.

Прирост добычи газа ожидается во всех регионах кроме Европы (см. рис. 9). В Европе же она сократится на 37%. Причём уже в ближайшее время прогнозируется снижение производства в Норвегии. На Ближнем Востоке самый большой прирост ожидается в Иране. Его основная часть пойдёт на

покрытие быстрорастущего внутреннего спроса.

В международной торговле газом будут происходить существенные изменения. Европа продолжит наращивать импорт из-за сокращения собственной добычи, несмотря на отсутствие прироста спроса. Но поставки в регион из Северной Африки сократятся вследствие ограниченных возможностей производства и быстрого роста собственного внутреннего спроса. В этих условиях растущий импорт можно обеспечить либо за счёт поставок из стран СНГ, либо путём наращивания закупок СПГ.

Высокая потребность в увеличении импорта СПГ существует и в Азии. При этом ожидаемый ввод новых мощностей по производству сжиженного газа значительно превысит имеющиеся потребности в его импорте (см. рис. 10). Это может быть причиной ценовых войн на

Рис. 8. Производство газа в мире по типам месторождений для трёх сценариев, млрд м³

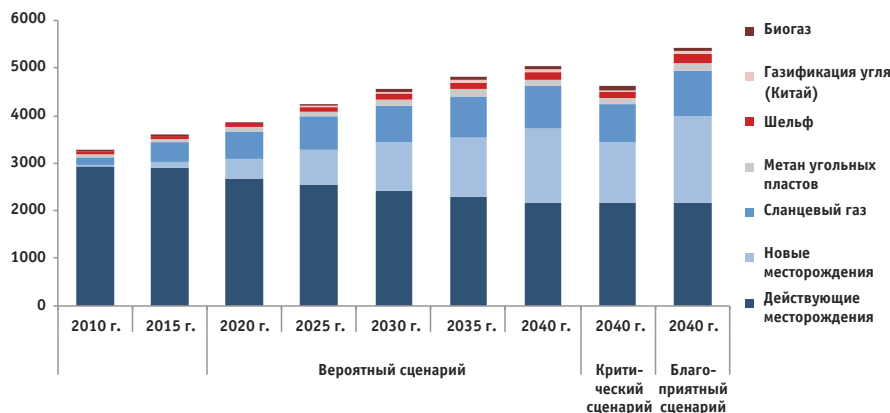
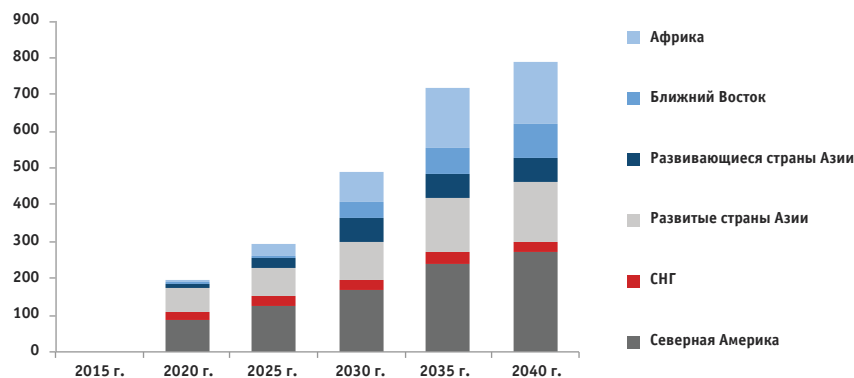
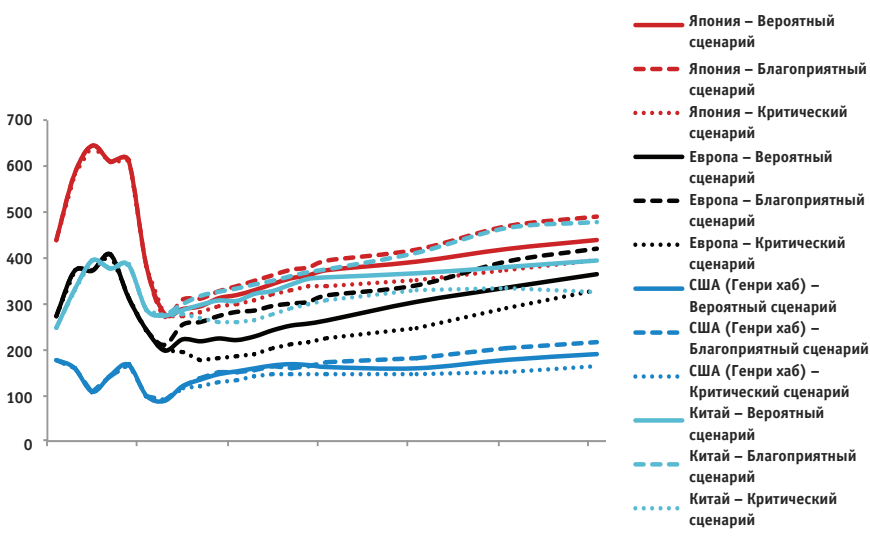


Рис. 9. Прирост добычи газа по регионам за 2015–2040 гг., млрд м³Рис. 10. Накопленный к 2015 г. прирост мощностей производства СПГ по регионам мира, Вероятный сценарий, млрд м³Рис. 11. Прогнозные средневзвешенные цены на газ по региональным рынкам, долл. 2014 / тыс. м³

ключевых рынках (Европа и Азия) уже в ближайшие годы.

К 2040 г. в АТР крупнейшим импортёром газа будет Китай. Однако на фоне стабилизации энергопотребления и продолжающегося расширения собственной добычи есть вероятность прохождения страной пика импорта газа уже к 2035 г. (этот результат зафиксирован в двух сценариях).

Цены на газ будут восстанавливаться после спада 2014–2016 гг. Однако ни в одном из сценариев не предполагается их возвращение к рекордным уровням 2012–2013 гг. (см. рис. 11). Существенный ценовой отрыв от других регионов сохранится в США. Фактически он будет определяться стоимостью производства СПГ и его транспортировки на другие рынки. При этом не предполагается формирования единой цены для Европы и Азии из-за региональных отличий в газоснабжении.

Итак, энергопотребление в мире продолжит расти до 2040 г., как и спрос на нефть и газ. Нефтегазовый сектор на протяжении всего рассматриваемого периода будет обеспечивать более 50% мировых потребностей в энергии при сокращении доли нефти в энергобалансе и увеличении доли газа.

На фоне растущего спроса Россия сохранит позиции ключевого поставщика энергоресурсов на мировые рынки. Но торговать придётся в более конкурентных условиях, чем раньше. Возрастает вероятность ценовых войн, причём как на нефтяном, так и на газовом рынке.

Одна из ключевых задач нефтяного сектора России после 2022–2023 гг. – избежать значительного сокращения производства и, следовательно, экспорта. Перспективы экспорта газа из РФ в западном направлении будут определяться ёмкостью рынка и привлекательностью цен и условий реализации. На восточном направлении главным вопросом станет способность окупать затраты в рамках новых проектов.

Потенциал для развития производства СПГ в России значительный, но для большинства проектов требуются сравнительно высокие цены реализации газа и наличие чётко определённой ниши. Это делает необходимым тщательный анализ возможных изменений рынков при принятии решений по реализации проектов. ■

О РЕАЛИЗАЦИИ АКЦИЙ ОАО «Волжская Нефтяная Компания», а также прав требования к данному обществу



ООО «АСВ ресурс» (ОГРН 1152304001332) рассматривает возможность реализации принадлежащих ему на праве собственности 84,64% акций ОАО «Волжская Нефтяная Компания» (ОГРН 1116450015648), а также прав требования к данному обществу.

Приоритетным направлением деятельности ОАО «Волжская Нефтяная Компания» является добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа.

Дочернее общество является единственным лицом, имеющим право на геологическую разведку и разработку месторождений нефти, газа, конденсата и попутных компонентов в пределах Курдюмского лицензионного участка недр (Саратовская область).

Срок действия лицензии на геологическую разведку и разработку месторождений нефти, газа, конденсата и попутных компонентов **до 31.12.2042 г. Лицензия актуализирована.**

В настоящее время в пределах Курдюмского лицензионного участка функционирует поисково-оценочная



скважина Трофимовская № 204, добыча нефти на которой происходит в объёме 3,8 т в сутки, а также имеется объект незавершённого строительства – поисково-оценочная скважина Трофимовская № 203 – и ряд нефтегазоперспективных объектов.

Курдюмский лицензионный участок недр частично находится в черте города Саратова, частично – на территории Саратовского района и в связи с этим обладает высокой транспортной доступностью.

Для уточнения условий приобретения актива обращайтесь в ООО «АСВ ресурс»:
тел. 8 (495) 223-64-50, адрес: 125040, город Москва, Ленинградский проспект, дом 26, корпус 1,
подъезд 2, этаж 4, офис ООО «АСВ УА» (управляющая организация ООО «АСВ ресурс»),
сайт: <http://www.asv-pt.ru> (раздел «Продажа»).

Санкции в помощь

Во многом благодаря введённым ограничениям со стороны западных государств Россия установила рекорд по снижению себестоимости добычи

Константин СЕРГЕЕВ

Повлияли ли на Россию западные санкции? Над ответом на этот вопрос сегодня всё чаще задумываются именно на Западе. «Разорванная в клочья» экономика существует только в воображении некоторых зарубежных политиков. На деле же ожидавшегося краха нефтедобывающей отрасли не произошло и РФ по-прежнему поддерживает объёмы производства и экспорта «чёрного золота» на рекордных уровнях – даже по сравнению с предсанкционным периодом. При этом в резерве ещё остаются «гибкий» рубль и не менее гибкая фискальная политика.

ДЕШЁВЫЙ БАРЕЛЬ ОБХОДИТСЯ ДОРОГО

По данным Минэнерго, по итогам сентября среднесуточное производство «чёрного золота» в стране достигло 11,11 млн барр./сут, что на 3,7% выше показателей августа. Всего за месяц было добыто 45 млн 483 тыс. т нефти, то есть почти на 180 тыс. т больше, чем в августе (+0,4%). Наибольший прирост при этом продемонстрировали «Газпром нефть» (+5,2%) и «Роснефть» (+2,6%).

А в октябре, согласно данным ЦДУ ТЭК, был установлен новый рекорд: 11,204 млн барр./сут, или 47 млн 386 тыс. т по итогам месяца. Кстати, авторитетные западные источники (Bloomberg, Platts и другие) обращают особое внимание на то, что эти показатели были достигнуты за счёт интенсификации разработки месторождений не только обычной (конвенциональной) нефти, но и так называемой трудноизвлекаемой – несмотря на санкции, препятствующие российским операторам приобретать соответствующие технологии и оборудование.

Дальнейшее развитие этих тенденций ожидается и в среднесрочной перспективе. В частности, специалисты швейцарской UBS Группе предполагают, что



Табл. 1. Динамика средних оперативных затрат на добычу барреля нефти по регионам в 2004–2014 гг. (с учётом инфляции)

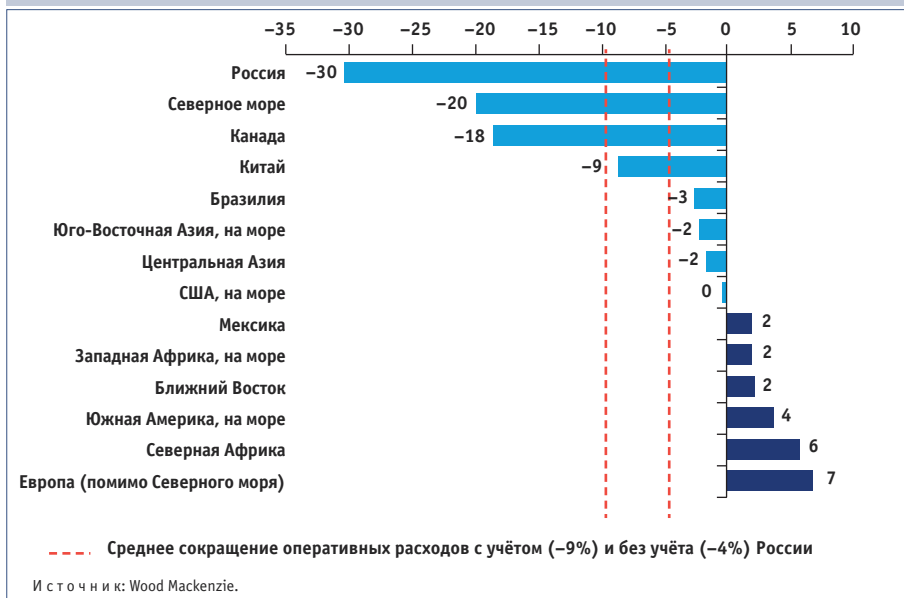
Регион (страна)	Оперативные затраты, %
Азербайджан	+263
Аляска	+171
Канада	+133
Австралия	+124
Мексика	+105
Западная Африка	+105
Южная Америка (на суше)	+100
Бразилия	+96
Юго-Восточная Азия	+95
Северное море	+90
Россия	+54
Ближний Восток	+48
Мексиканский залив	+11
США (на суше)	+3

Источник: Wood Mackenzie.

в новом 2017 г. Россия будет в состоянии увеличить добычу «чёрного золота» как минимум на 2,7%. Эксперты Goldman Sachs оценивают потенциал этого прироста несколько скромнее (+2,6%), но также говорят о выходе на уровень 11,7 млн барр./сут (около 49,5 млн т в месяц, или порядка 594 млн т в год). Причём этот прирост ожидается даже при сохранении неустойчивой ценовой динамики. Любопытно, что подобные оценки выглядят заметно оптимистичнее прогнозов руководства российского Минэнерго. Так, замминистра Кирилл Молодцов заявлял о том, что добыча в 2016 г. составит 540–545 млн т, а министр Александр Новак прогнозировал выход на рубеж 548 млн т в 2017 г.

Пытаясь раскрыть секрет столь неожиданных успехов российских нефтяников, западная отраслевая аналитика всё настойчивее приходит к выводу, что они

Рис. 1. Динамика средних оперативных затрат на добычу барреля нефти по итогам 2015 г., % к предыдущему году



стали возможными благодаря... санкциям, введение которых дивным образом совпало с началом резкого пикирования нефтяных котировок.

Уже к середине 2015 г. цены на «чёрное золото» просели более чем на 43% по сравнению со средним уровнем предшествующего года. А в первые месяцы 2016 г. они нырнули даже ниже 30 долл./барр. Подобная динамика заставила всех без исключения производителей нефти задуматься об экономии средств. Эти грустные мысли не оставляют их даже сегодня, когда котировки балансируют в обнадёживающем коридоре 45–50 долл./барр.

Сократить производственные затраты пытаются все. Однако, по мнению западных экспертов, у «русских» это пока получается лучше. Имея достаточно низкие капитальные издержки (см. «Почём баррель не для народа?» в № 10/2016), российские компании смогли существенно сократить и оперативные расходы. Заметим, что за десятилетие, предшествующее началу ценового кризиса на рынке нефти, именно оперативные затраты увеличивались опережающими темпами (см. табл. 1).

Как видим, в период относительного ценового благополучия (за исключением кризисных 2008–2009 гг.) по темпам прироста оперативных затрат Россия заметно опережала не только Ближний Восток, но и США. При этом для Америки определяющим фактором являлся исключительно низкий уровень издержек

на сухопутных (главным образом сланцевых) месторождениях и на глубоководных участках шельфа Мексиканского залива. С учётом объёмов добычи это вполне компенсировало ускоренное подорожание барреля нефти, добываемого на Аляске. Причём в абсолютных величинах оперативные расходы американских компаний оставались довольно высокими. По данным Rystad Energy, к началу 2016 г. их средний уровень достигал 14,8 долл./барр. по сравнению с 8,4 долл./барр. у их российских коллег.

Россия учит экономить

Дальнейшее снижение котировок заставило операторов изыскивать новые резервы для сокращения себестоимости добычи. Результатом этих усилий стало существенное сокращение оперативных затрат – по оценкам Wood Mackenzie, на 9,4% в 2015 г. Более подробный анализ

Пытаясь раскрыть секрет столь неожиданных успехов российских нефтяников, западная отраслевая аналитика всё настойчивее приходит к выводу, что они стали возможными благодаря... санкциям, введение которых дивным образом совпало с началом резкого пикирования нефтяных котировок.

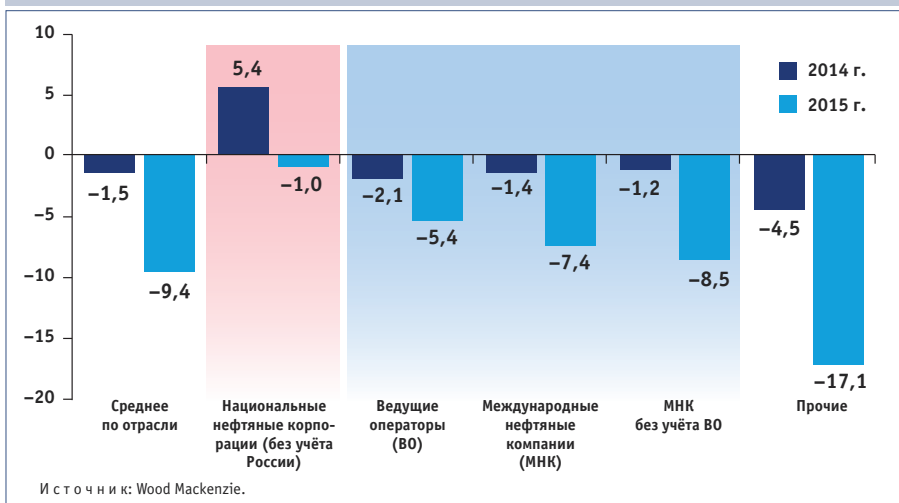
данного показателя свидетельствует о том, что он был достигнут именно благодаря России (см. рис. 1).

Без учёта 30-процентного сокращения оперативных расходов российскими компаниями (по версии Wood Mackenzie) среднее снижение этого показателя к началу 2016 г. едва достигло 4%. При этом в шести из рассматриваемых регионов (контролирующих почти 41% всей мировой нефтедобычи) эта статья затрат продолжала расти. Для разработчиков наземных месторождений США средний уровень оперативных расходов остался прежним, в то время как их канадским соседям удалось их уменьшить на целых 18%.

При рассмотрении по группам операторов становится очевидным, что наименьшую склонность к экономии, даже во время кризиса, продемонстрировали национальные нефтяные корпорации (ННК), традиционно рассчитывающие на помощь государства (см. рис. 2).

Без учёта российского фактора (который, по мнению западных экспертов, «перекашивает» средние показатели отрасли) по итогам 2015 г. ННК в среднем уменьшили свои оперативные затраты лишь на 1%. Конечно, это куда лучше их роста на 5,4% годом ранее, но всё же свидетельствует, что национальные гиганты по-прежнему вовсе не настроены всерьёз экономить. Чего, кстати, не скажешь о частных операторах, которым за истекший год удалось ускорить темпы снижения этого показателя с 2,5 до 7 раз.

Рис. 2. Сравнительная динамика оперативных расходов на добычу барреля нефти по группам операторов в 2014–2015 гг., % к предыдущему году



Более внимательный анализ причин сокращения оперативных затрат показывает, что своими успехами лидеры обязаны не только общей рыночной конъюнктуре. Так, дополнительным стимулом для канадских операторов стала нехватка трубопроводных мощностей для экспорта. Кстати, далеко не последнюю роль в обострении этой проблемы сыграла «дружеская» помощь уходящей администрации США, преждевременно похоронившей проект трансамериканского нефтепровода Keystone XL.

Что же касается Северного моря, то здесь усреднённая 20-процентная экономия оперативных расходов была достигнута главным образом благодаря норвежским компаниям. Не ожидая помощи от государства, они сделали основную ставку на поиск новых технологических решений в сфере повышения нефтеотдачи и на освоение глубоководных месторождений. А вот баррель «чёрного золота», добываемого британскими операторами в том же регионе, по-прежнему остаётся одним из самых дорогих в мире, несмотря на все их попытки выжать из руководства страны дополнительную законодательную и финансовую поддержку.

Что же касается российских нефтяников, то рекордное сокращение их оперативных расходов во многом произошло благодаря западным санкциям. Это стало полной неожиданностью для инициаторов их введения. Очевидно, сказывается отсутствие знания «загадочной» русской души, более склонной к экономии вынужденной, нежели осознанной.

Впрочем, подобные достижения вряд ли были возможны, если бы в резерве российской экономики не оказались ещё две разновидности чудо-оружия: «облегчённый» рубль и... довольно чувствительные налоги.

ЧТО НАМ МЕШАЕТ, ТО НАМ И ПОМОЖЕТ?

Итак, эксперты продолжают «взвешивать» баррель, гадая, насколько основным производителям удастся удешевить его производство. И самое главное, смогут ли они продержаться в этом максимально экономичном режиме до полного восстановления нефтяных котировок. Тем временем Россия снижает расходы, наращивая при этом добычу. Заметим, что это происходит на фоне значительной девальвации российской валюты по отношению к доллару США. Если накануне введения экономических санкций

Вместо ожидаемой валютной паники и критического обмеления финансовых потоков, девальвация родной валюты оказала дополнительную поддержку национальным нефтегазовым операторам. Возможность оплачивать производственные затраты «мягкими» рублями и продавать добытое за «твёрдые» доллары способствовала существенному повышению их конкурентоспособности – теперь уже благодаря санкциям.

официальный курс составлял порядка 34 руб./долл., то к ноябрю 2016 г. он вырос почти до 64 руб./долл. С учётом пиковых значений последних двух лет постсанкционный рубль уже проседал почти вдвое (вплоть до 68–69 руб./долл.) – в первую очередь как раз из-за санкций.

Однако, вместо ожидаемой валютной паники и критического обмеления финансовых потоков, девальвация родной валюты оказала дополнительную поддержку национальным нефтегазовым операторам. Возможность оплачивать производственные затраты «мягкими» рублями и продавать добытое за «твёрдые» доллары способствовала существенному повышению их конкурентоспособности – теперь уже благодаря санкциям. Этот запас устойчивости очень пригодился российской «нефтянке» в период особо тяжёлого прессинга мировых цен (начало 2016 г.).

Невероятное стало очевидным: по мере стабилизации и последующего робкого восстановления котировок «чёрного золота» западные отраслевые аналитики уже с некоторой завистью заговорили о том, что существенно просевший рубль отнюдь не спешит укрепляться. Это означает, что российские добывающие компании смогут и далее уменьшать свои расходы в долларовом исчислении – только теперь это сопровождается отчётливым ростом валютных доходов. Однако сравнительно дешёвые баррели «рублёвой» нефти, раздвигающие границы экспортных ниш России и увеличивающие приток нефтедолларов благодаря наращиванию продаж, – это ещё не весь «русский секрет». Вопрос в том, насколько эффек-

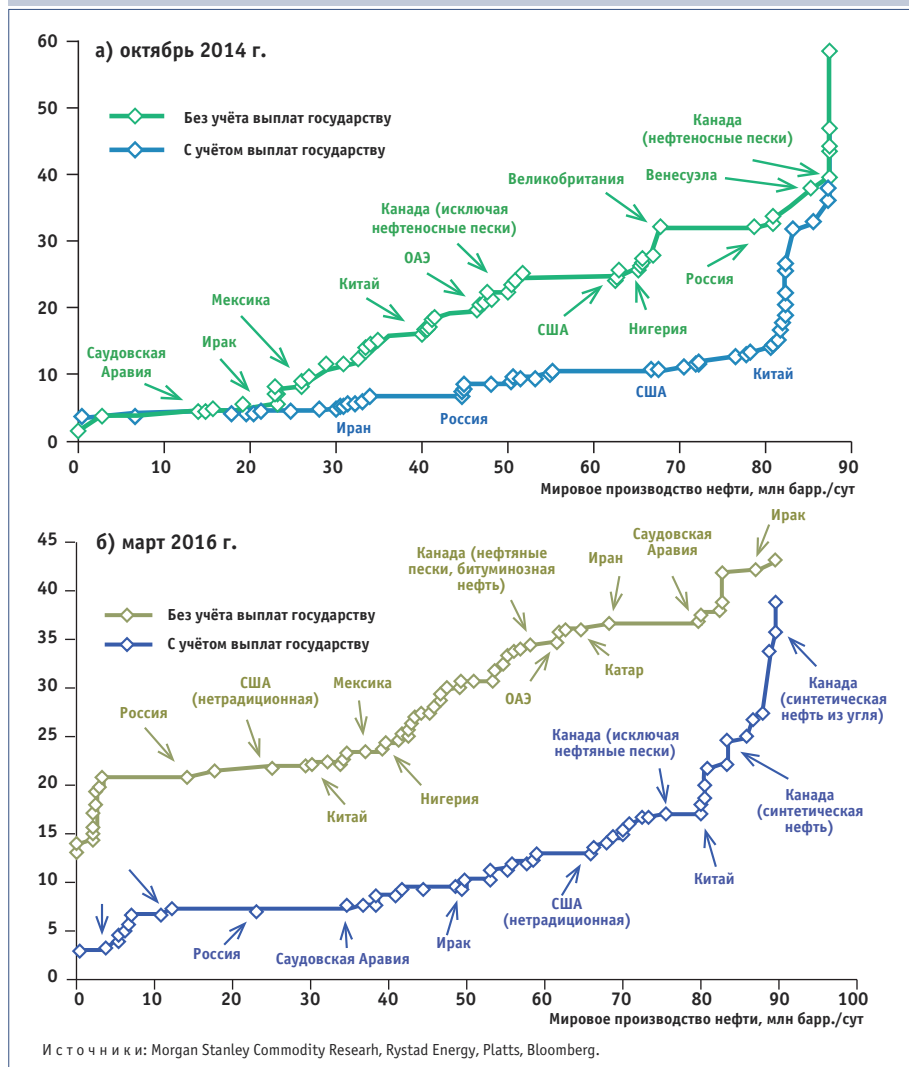
Табл. 2. Среднее значение валовых налоговых отчислений с добытого барреля нефти

Страна	Валовый налог	
	долл.	%
Россия	8,44	43,9
Венесуэла	10,48	37,9
США*	5,73	25,75
Бразилия	6,66	19,0
Нигерия	4,11	14,2
Канада	2,48	9,3
Ирак	0,91	8,6
Индонезия	1,55	7,9
Норвегия	0,19	0,9

Источник: Rystad Energy Upstream Database.

*Для США показатели усреднены с учётом данных по сланцевым и конвенциональным разработкам.

Рис. 3. Средние расходы добывающих компаний на производство нефти, долл./барр.



тивно государство использует возрастающие прибыли добывающих компаний.

В отличие от Саудовской Аравии, Ирана и Великобритании, российские операторы не могут рассчитывать на нулевой уровень валового налогообложения. Более того – по доле фискальных изъятий в общей цене добываемого барреля Россия продолжает удерживать своеобразный рекорд среди ведущих производителей нефти, существенно опережая США, а по его абсолютному значению уступает только Венесуэле (см. табл. 2).

Поскольку доходная часть российского бюджета до сих пор в значительной степени зависит от объёмов добычи и экспорта энергоносителей (заметим, что до введения западных санкций эта зависимость была абсолютной), перед государством возникает неизбежная фискальная дилемма. С одной стороны, повышение

Западные эксперты отмечают, что за последние два года РФ удалось существенно повысить эффективность расходования нефтедолларов, направляя значительную их часть на преимущественное развитие неэнергетических отраслей.

налоговых отчислений добывающих компаний должно способствовать наполнению бюджета. С другой стороны, возросшее фискальное бремя ведёт к увеличению себестоимости барреля и, следовательно, создаёт риски снижения конкурентоспособности отрасли в целом.

Инициаторы санкций не без основания полагали, что их введение заставит рос-

сийское руководство ужесточить фискальную политику по отношению к нефтегазовым операторам. Это дало бы сомнительный бюджетный эффект, но зато стимулировало бы нарастание внутреннего конфликта между производителями и государством. В результате всё закончилось бы «размыванием» валютных резервов и стагнацией добычи. Как итог – постепенное съёживание экспорта и создание благоприятных условий для усиленного использования так называемых нерыночных факторов давления на Россию. Однако реальность оказалась несколько иной. Исходя из комплексного анализа западных отраслевых источников (Morgan Stanley, Rystad Energy, Platts, Bloomberg и прочих), государству и операторам в РФ удалось прийти к достаточно удачному фискальному компромиссу. Об этом свидетельствует сравнительная динамика соответствующих расходов в постсанкционный период (см. рис. 3).

По оценкам приведённых источников, средний уровень производственных расходов российских операторов (без учёта выплат государству) в рассматриваемый период оставался практически на одном и том же уровне. А с учётом этих выплат – даже несколько снизился. Безусловно, приводимые данные опять-таки представляют собой «волшебное среднее». Однако и они достаточно красноречиво свидетельствуют, что по уровню «выдаивания» нефтедобывающей отрасли Россия за время действия санкций отстала не только от признанных сырьевых экономик (вроде Саудовской Аравии, Ирана, ОАЭ), но и от США. При этом соотношение доходов государства и затрат на добычу нефти в РФ на сегодняшний день выше, чем в Соединённых Штатах (в том числе с учётом сланцевых разработок).

К тому же западные эксперты отмечают, что за последние два года РФ удалось существенно повысить эффективность расходования нефтедолларов, направляя значительную их часть на преимущественное развитие неэнергетических отраслей. Конечно, российские операторы вряд ли в восторге от необходимости противостоять ценовому кризису и одновременно финансировать диверсификацию национальной экономики. Но это – лишь часть платы за помощь государства в противостоянии мощному внешнему давлению. Результат: санкциям до сих пор так и не удаётся убить российскую экономику – они только делают её сильнее. И похоже, Запад понемногу начинает это понимать...

Сложности долгосрочного прогнозирования

Что мешает нефтегазовым компаниям иметь долгосрочные стратегии?



Антон Усов,
партнёр, руководитель практики по работе с компаниями нефтегазовой отрасли КПМГ в России и СНГ

Новогодние праздники – это не только отличная возможность отдохнуть от интенсивного делового сезона. Это ещё и время, когда можно отойти от рутинных операционных задач и краткосрочных целей и подумать о том, как будет выглядеть «нефтяной бизнес будущего». Какими будут драйверы его развития и что нужно закладывать в свои стратегические планы сразу по возвращении с январских праздников? В этой колонке мне хотелось бы обозначить основные тезисы, на которые следует обратить внимание.

Когда в середине 2014 г. цены на нефть начали стремительно падать, многие аналитики заговорили о конце «эры углеводородов». Было много ретроспективных рассуждений: вспоминали и эпоху угольного бума, так красочно описанную, например, в романах Теодора Драйзера и так внезапно окончившуюся, и даже каменный век, который сменился другой эпохой, как известно, не по причине исчерпания запасов камней.

Отдельным вопросом, который требует ответа от общества и экспертов, является экономическая эффективность нефти и газа в долгосрочной перспективе в сравнении с различными видами альтернативных источников энергии (включая биотопливо, в том числе в форме этанола и биодизеля). Необходимо отметить, что новые прорывные технологии в будущем вполне способны положить конец веку углеводородов. Мы все видим, как эти технологии меняют другие индустрии: телефон без проводов ещё 20 лет назад был в новинку, а теперь он похоронил многих гигантов этой индустрии, оказавшихся не подготовленными к революцион-

ным изменениям. То же самое мы наблюдаем сейчас в отношении крупных финансовых организаций, с которыми начинают конкурировать технологические стартапы.

Все эти визионерские мысли, безусловно, очень серьёзно затрудняют формирование долгосрочной стратегии нефтегазовых корпораций. Ведь цена ошибки – это многомиллиардные инвестиции в разведку и разработку крупных запасов, добывать которые с каждым годом становится всё дороже и дороже.

В связи с этим многие стратеги и аналитики фокусируются на исследовании перспектив современных технологий (то есть известных в настоящее время) или же технологий, базирующихся на текущих данных и исследованиях. Но они не берут во внимание фактор появления какого-либо «чёрного лебедя» для отрасли, способного привести к окончанию эры углеводородов.

Если в целях формирования долгосрочной стратегии нефтегазовой отрасли рассматривать очевидные на данный момент отраслевые и мировые тренды, то, по нашему мнению, следует сфокусироваться на следующих аспектах.

Прежде всего, стоит отметить, что гораздо легче говорить о востребованности природного газа в долгосрочной перспективе. Газ как источник генерации электроэнергии имеет значительный потенциал замещения угля. Он также продолжит оставаться источником отопления и обеспечения горячей водой во многих домохозяйствах мира.

Что такое «чёрный лебедь»?

Автором теории «чёрного лебедя» является Н. Н. Талеб. Он ввёл данный термин в своей книге «Чёрный лебедь. Под знаком непредсказуемости». Эта теория рассматривает необычные и непрогнозируемые события, которые имеют значительные последствия в настоящем и/или будущем.

Событие, называемое «чёрным лебедем», является аномальным, потому что ничто в прошлом его не предвещало. При этом оно имеет огромную силу воздействия и вынуждает человечество постфактум придумывать объяснения случившемуся, делая его объяснимым и якобы прогнозируемым.

Вместе с тем, целенаправленная политика ряда стран, ориентированная на замещение традиционных источников энергии и сфокусированная на развитии солнечной энергетики и ветрогенерации, может привести к значительному снижению потребления природного газа в будущем.

Что касается оценки перспектив нефти, то очевидным представляется увеличение количества автомобилей ввиду роста населения во многих регионах мира. Однако основным является вопрос о том, на какой период времени двигатель внутреннего сгорания останется преобладающим видом двигателей в автомобилях. Даже если предположить, что он не будет заменён другим типом двигателя (например, электрическим), его модификации и улучшения приведут к снижению потребления топлива и, как следствие, к сокращению спроса на автобензины и дизель.

Получается, что мы находимся в некоем пограничном временном отрезке. Уже есть понимание, что в отрасли будет что-то меняться, но предсказать, какие именно технологии и в какой момент времени появятся, не может никто. Если «чёрный лебедь» в виде какой-либо новой технологии не возникнет, очевидно, потребности в нефти не сократятся. Это будет обусловлено ростом спроса на бензин и дизельное топливо (ввиду увеличения населения и автопарка с ДВС), снижением предложения нефти из-за недостаточного инвестирования в отрасль в последнее время, истощением действующих месторождений и сложностями с поддержанием стабильного уровня добычи сланцевой нефти. Всё это будет способствовать стабилизации цен на нефть в среднесрочной перспективе.

На мой взгляд, учитывая совокупность вышеописанных факторов, нефтегазодобывающим странам и компаниям следует проводить достаточно осторожную политику. Надо крайне консервативно осуществлять инвестиции (ориентируясь на отрасли с наиболее высоким уровнем отдачи), ограничивать привлечение заёмных средств, распределять значительные дивиденды (для компаний) и создавать суверенные фонды с диверсифицированными портфелями активов (для стран). ■



КПМГ поздравляет
всех работников
нефтегазовой
отрасли
с Новым годом!

*Здоровья вам,
и счастья
и благополучия!*

kpmg.ru

© 2016 КПМГ. КПМГ означает АО «КПМГ», ООО «КПМГ Наука и Консалтинг»,
исключения, зарегистрированные в соответствии с законодательством Российской Федерации,
и КПМГ Лимитад, исключение, зарегистрированную в соответствии с Законом о компаниях
(в Таиланде) с момента от 2008 г. Все права защищены. КРМГ и логотип КРМГ
являются зарегистрированными товарными знаками или товарными знаками
ассоциации KPMG International, PECLAMA, U»



Камо грядеши, СПГ?

На пути американских планов по завоеванию газовых рынков Европы и Азии возникают многочисленные подводные камни

Константин СЕРГЕЕВ

Решение компании **Cheniere Energy** приостановить с конца сентября 2016 г. работу первых двух очередей терминала **Sabine Pass** (с целью проведения профилактических работ на факельных системах) стало естественным поводом для подведения предварительных итогов экспорта сжиженного газа из США. Сколько СПГ было отгружено, куда доставлено и по какой цене продано? Почему были выбраны именно эти маршруты, и какие проблемы обнаружились при их освоении? Всё это представляется актуальным, так как уже в июне 2017 г. **Cheniere Energy** собирается ввести в эксплуатацию третью очередь терминала, а к 2020 г. должны заработать на полную мощность все шесть линий общей производительностью **3,54 млрд ф³ в сутки**. И это – лишь один из крупных американских операторов, сделавших ставку на массивное наращивание экспорта «голубого топлива», цель которого – педдел газового рынка.

ОЖИДАЕМАЯ НЕОЖИДАННОСТЬ

По оценкам американского Агентства энергетической информации (EIA), с 24.02 по 28.09.2016 г. с терминала **Sabine Pass** было отгружено порядка 113 млрд ф³ (около 3,2 млрд м³) сжиженного газа для экспорта в 12 стран мира. Отмечается, что более половины этих объёмов пришлось на страны Южной Америки (Бразилия, Аргентина, Чили), Карибского бассейна (Доминиканская Республика) и лишь незначительное количество попало в Европу (Испания и Португалия). При этом EIA подчёркивает, что уже за первые пять месяцев работы **Sabine Pass** удалось добиться значительного превышения экспорта СПГ (63,5 млрд ф³) над всем импортом природного газа (53,1 млрд ф³) в США. Стоит отметить, что объёмы отгрузки сжиженного газа с терминала продолжали расти и в августе, достигнув по итогам этого месяца рекордных 26 млрд ф³ (свы-



ше 800 млн ф³/сут), но уже к середине сентября существенно просели (см. рис. 1).

Анализ последних данных Министерства энергетики США даёт более подробную картину экспортной динамики СПГ и более реальное соотношение ввоза и вывоза «голубого топлива». Так, с 24 февраля по 1 сентября 2016 г. его экспорт составил 89,4 млрд ф³, что существенно превышает объёмы СПГ (61,1 млрд ф³), ввозимого на территорию Соединённых Штатов. Однако при этом стоит учитывать и импорт газа через территорию Пуэрто-Рико, фактически находящуюся под управлением Вашингтона (это ещё порядка 41,4 млрд ф³). Таким образом, на самом деле экспорт СПГ из США пока ещё только догоняет импорт. Минэнерго также отмечает, что 2,59 млрд ф³ (около 2,8%) всего СПГ, вывезенного из США в рассматриваемый период, на самом деле представляет собой реэкспортные объёмы, то есть перепродажу «лишнего» импорта. В табл. 1 представлено распределение экспорта по странам-получателям.

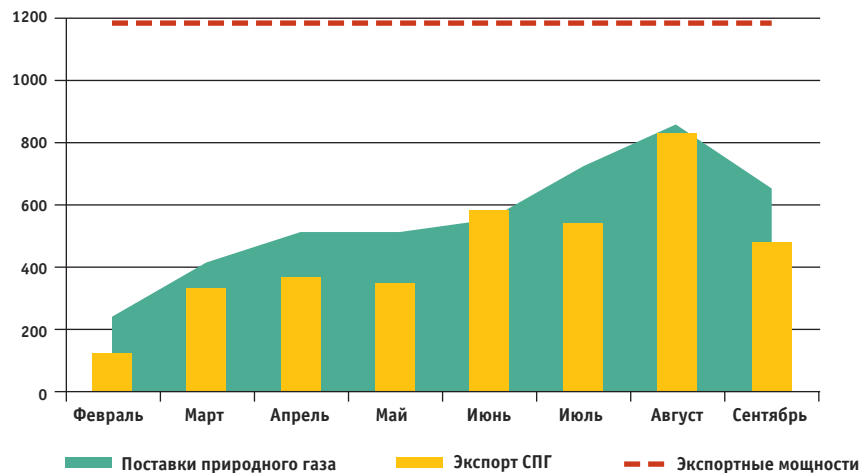
Для полноты картины стоит принять во внимание не только вывоз США природного газа собственной добычи, но и реэкспорт «голубого топлива», а также контейнерные поставки СПГ на о. Барбадос с терминала **Seaboard Marine** в штате Филладельфия (см. табл. 2).

Таким образом, по итогам первого полугодия работы **Sabine Pass** основная часть экспорта СПГ из США по-прежнему была сосредоточена в ближней зоне. На долю Латинской Америки пришлось почти 70% всего вывозимого газа, в то время как в Европу и Азию было направлено лишь порядка 7,4% и 15,5% соответственно.

ЕВРОПА ПОДОЖДЁТ?

При достаточно скромных общих объёмах экспорта СПГ (около 2,53 млрд м³), подобное географическое распределение вызывает у западных отраслевых специалистов некоторое недоумение. Ведь именно завоевание европейского рынка декларировалось в качестве одной из приоритетных целей американских газовых операторов. На практике же поставки в Европу оказались минимальными, даже почти в 1,5 раза меньшими, чем объёмы экспорта СПГ на... Ближний Восток. Сами американские эксперты (в частности, аналитики Хьюстонского университета) называют подобную смену приоритетов «несколько неожиданной». В особенности это касается таких ближневосточных адресатов, как Кувейт и Объединённые Арабские Эмираты. Поставки в эти страны осуществлялись по более чем скромным ценам (3,12–3,95 долл./млн БТЕ) для логистического плеча

Рис. 1. Динамика поставок природного газа на терминал Sabine Pass и отгрузки СПГ с терминала в 2016 г., млн ф³/сут



Источники: EIA (по данным Point Logic Energy, IHS и Reuters).

прокачивать через эти страны объёмы газа, достаточные для обеспечения рентабельности его добычи в США, сжижения и доставки через океан. При этом основными проблемами являются отнюдь не технические параметры новых балтийских терминалов, а ценовая динамика рынка и ограниченные возможности проталкивания излишков газа в сопредельные государства (Эстония, Латвия, Чехия, Словакия и Украина).

Стоит заметить, что американский СПГ пока тщетно ожидают не только «молодые» члены ЕС (вроде Литвы и Польши), но и такие признанные «сеньоры» Евросоюза, как Франция и Бельгия. Ещё летом 2015 г. компания Cheniere заключила контракт с Electricite de France на поставку 26 партий «голубого топлива» в течение трёх лет. Первые партии ожидалось на свежестроенном терминале в Дюнкерке в феврале текущего года. Однако в перечне пунктов на-

подобной длины. Для сравнения – в гораздо более близкой Бразилии при сопоставимых объёмах продаж цены в рассматриваемый период колебались в диапазоне 3,35–4,32 долл./млн БТЕ.

Кстати, похоже, именно на Бразилию была неожиданно переадресована самая первая партия СПГ с терминала Sabine Pass, которую Cheniere первоначально обещала направить именно в Европу, а точнее – в Литву. Согласно официальным разъяснениям оператора, причиной смены маршрута стало повышенное содержание этана в нескольких стартовых партиях СПГ, которые из-за этого могли быть разгружены только на определённых приёмных терминалах. Однако вслед за первой партией последовали более двух десятков новых, но ни одна из них так и не была направлена к берегам Балтики.

Увы, пока американского газа так и не дождались ни Литва, удовольствовавшаяся приобретением плавучего терминала и потратившая 130 млн долларов на сооружение наземной инфраструктуры, ни Польша, успевшая к началу 2016 г. ввести в строй стационарный приёмный терминал в Свиноуйсце, расходы на который официально оцениваются в 645 млн долларов. Пауза продолжает затягиваться, вынуждая Вильнюс и Варшаву искать альтернативные источники поставок СПГ, чтобы хоть как-то оправдать понесённые расходы.

Между тем, экономисты по обе стороны океана всё настойчивее намекают: дело не столько в особенностях химического состава газовой смеси, сколько в сомнениях американских операторов в возможности

Табл. 1. Экспорт СПГ, произведённого в США (терминал Sabine Pass)

Дата отправки	Страна назначения	Название танкера	Объём газа (млн ф ³)	Цена в пункте назначения (долл./млн БТЕ)
24.02.2016 г.	Бразилия	Asia Vision	1993,109	3,35
15.03	Индия	Clean Ocean	2843,575	3,77
26.03	Бразилия	Gaslog Salem	3270,357	3,62
28.03	ОАЭ	Energy Atlantic	3391,066	3,95
08.04	Аргентина	Stena Clear Sky	3128,032	4,10
15.04	Португалия	Creole Spirit	3700,091	3,41
25.04	Аргентина	Gaslog Salem	3181,993	3,87
10.05	Кувейт	Creole Spirit	3609,595	3,12
16.05	Чили	Gaslog Shanghai	3107,118	4,54
26.05	Чили	Valencia Knutsen	3123,106	4,54
03.06	Аргентина	Maran Gas Sparta	3134,927	4,51
10.06*	Аргентина Чили	Maran Gas Delphi	1890,696 1509,551	4,51 4,51
13.06	Аргентина	Maran Gas Apollonia	3134,966	4,51
20.06	Чили	Clean Energy	3133,578	4,51
23.06	Индия	SCF Mitre	3617,006	4,51
01.07	Испания	Sestao Knutsen	2930,435	4,51
14.07	Чили	Hispania Spirit	2996,099	5,60
18.07	Иордания	Gaslog Greece	3566,496	5,60
20.07	Китай	Maran Gas Apollonia	3132,116	5,60
29.07	Чили	Maran Gas Delphi	3077,733	5,60
04.08	Чили	Sestao Knutsen	2942,986	5,32
06.08*	Аргентина Бразилия	Clean Ocean	2190,415 508,891	4,32 4,32
10.08	Чили	Maran Gas Sparta	3444,900	
14.08	Бразилия	Lobito	3424,023	5,11
18.08	Доминиканская Республика	BW GDF Suez Everett	2944,980	5,20
20.08	Чили	Gaslog Saratoga	3129,689	5,32
23.08	Мексика	Stena Clear Sky	3686,274	4,23
30.08	Индия	Oak Spirit	3701,179	4,83
Итого			89444,982 (ок. 2,53 млрд м³)	

Источники: Министерство энергетики США.

* Один танкер – две страны назначения.

значения газозовозов с Sabine Pass этот французский порт не значится и до сих пор.

При фактическом отсутствии экспортных маршрутов на балтийском и западноевропейском направлениях относительная активность до последнего времени наблюдалась только на юге европейского газового фронта. Однако всего лишь две партии СПГ, доставленные с начала года в Испанию и Португалию (в сумме менее 200 млн м³), вряд ли можно считать эффективной подготовкой к решительному штурму газового рынка Европы, который был заявлен ранее. Скорее это напоминает осторожное прощупывание его удалённого южного фланга, до которого пока не дотянулись трубопроводы с российским газом.

Азия: между крокодилем и медведем

Столь же неожиданными (особенно с учётом предшествовавших деклараций газовых операторов США) стали и достаточно скромные результаты продвижения американского СПГ в Азию. Неполные 400 млн м³ за полгода – капля в море для азиатских рынков, на которые сегодня приходится более 70% всего мирового импорта СПГ. На этом фоне среди американских экспертов растут сомнения в том, что США даже в среднесрочной перспективе удастся расширить свои экспортные ниши в данном регионе. В первую очередь этот скепсис относится к возможностям освоения рынков Японии, Южной Кореи и Китая. Приятным исключением пока представляется лишь Индия, переживающая бурный всплеск спроса на природный газ. При этом особо отмечается, что доля реэкспорта в общих объёмах поставок американского СПГ в эту страну (более 5%) уже сегодня почти в два раза выше среднего уровня для отрасли (2,8%).

Что касается остальных азиатских «тигров», то за их рынки ожидается жёсткая конкуренция. Помимо Катара, признанного мирового лидера по экспорту СПГ, и освобождённого от санкций Ирана, серьёзным соперником США в регионе может стать ещё и Австралия. В частности, агентство Forbes ожидает, что к 2020 г. Страна кенгуру сможет производить до 13 млрд ф³ СПГ сутки, в то время как в США этот показатель едва достигнет 10 млрд ф³/сут.

К тому же Австралия расположена гораздо ближе к азиатским рынкам, что позволяет её операторам надеяться на существенную экономию транспортных расходов по сравнению с американскими коллегам. Преимущества австралийского

Табл. 2. Экспорт СПГ из США по основным направлениям (февраль – сентябрь 2016 г.)

Регион/страны	Кол-во отгрузок	Объём поставок (млн ф ³)	
		прямые	реэкспорт
Латинская Америка			
Чили	9*	26464,760	–
Аргентина	6*	16661,029	611,587
Бразилия	4*	9196,380	1432,571
Мексика	1	3686,274	–
Доминиканская Республика	1	2944,980	–
Барбадос**	16	30,478	–
Всего	37	60997,58 (около 1,699 млрд м ³)	
Ближний Восток			
Кувейт	1	3609,595	–
Иордания	1	3566,496	–
ОАЭ	1	3391,066	–
Всего	3	10567,157 (около 0,299 млрд м ³)	
Азия			
Индия	3	10161,760	546,528
Китай	1	3132,116	–
Всего	4	13840,404 (около 0,392 млрд м ³)	
Европа			
Португалия	1	3700,091	–
Испания	1	2930,435	–
Всего	2	6630,526 (около 0,188 млрд м ³)	

Источники: Министерство энергетики США.

* Один танкер – две страны назначения.

**Поставки в контейнерах ISO с отгрузкой на терминале Seaboard Marine (шт. Филадельфия).

Табл. 3. Динамика мировых цен на СПГ с выгрузкой на берег, долл./млн БТЕ

Страна/порт	Июнь 2015 г.	Сентябрь 2016 г.	Январь 2016 г.
Канада/Кэнэпорт	1,85	5,19	2,93
США/Коув-Пойнт	1,86	4,44	1,89
США/Лейк-Чарльз	2,52	2,13	2,76
Мексика/Альтамира	7,80	5,69	5,61
Бразилия/Рио-де-Жанейро	7,84	5,69	5,65
Аргентина/Байя-Бланка	7,94	5,73	5,66
Великобритания	6,81	4,65	4,68
Бельгия	6,78	4,38	4,61
Испания	7,05	5,23	5,31
Индия	7,80	5,70	5,57
Южная Корея	7,80	5,75	5,51
Япония	7,80	5,75	5,51
Китай	7,65	5,60	5,36

Источники: FERC.

короткого транспортного плеча грозят свести на нет надежды США, связанные с модернизацией Панамского канала. Как известно, комплекс работ по его расширению, завершённый в июне нынешнего года, позволил существенно увеличить возможности для СПГ-танкеров. Согласно данным EIA, теперь по каналу смогут про-

ходить суда вместимостью до 3,9 млрд ф³, тогда как ранее этот показатель был ограничен 700 млн ф³. Именно по обновлённому Панамскому каналу проследовал танкер Maran Gas Arollonia (3,13 млрд ф³), вышедший из Sabine Pass 20 июля и прибывший в китайский порт Янт्यान (неподалёку от Гонконга) в конце августа. Это первый (и пока единственный) опыт поставки сжиженного газа из США в Поднебесную.

Впрочем, в борьбе за китайский рынок СПГ-операторам всё больше приходится считаться с сухопутной составляющей – трубопроводными поставками из России. Ещё большую тревогу вызывает у них возможность прокладки новой русской «трубы» – с Сахалина на Хоккайдо, – грозящей ликвидировать историческую монополию на поставки «голубого топлива» в Японию исключительно морским путём. Конечно, реализация подобного проекта представляется возможной лишь в отдалённой перспективе, но связанные с ней опасения Запада растут по мере потепления российско-японских отношений. Русский медведь может оказаться в этой конкурентной борьбе даже сильнее австралийского крокодила. Тем более что победе трубопроводного газа над СПГ способствует сохраняющийся ценовой прессинг.

Цены на мели

Ещё весной 2013 г. спотовые цены на СПГ в той же Японии достигали почти 20 долл./млн БТЕ. Это делало Страну восходящего солнца (да и другие государства региона) отличной целью для газовых операторов США, которые рассчитывали заработать на разнице с котировками на Henry Hub (в среднем – около 3 долл./млн БТЕ). На гораздо более скромную, но всё же существенную прибыль они могли надеяться и позднее (например, летом 2015 г.). Причём, согласно данным Федеральной комиссии по регулированию энергетики США (FERC), не только в Азии, но и в Европе (см. табл. 3).

Рис. 2. Мировые цены на СПГ с выгрузкой на берег, сентябрь 2016 г., долл./млн БТЕ



Однако за последующие полгода цены на европейском рынке обвалились на 30–35%. На этом фоне юг континента (Испания и Португалия), где они уменьшились «всего» на 20–26%, оказался ценовым оазисом. Там снижение цен было сопоставимо с аналогичными показателями для основных азиатских регионов (25–27%). Причём если к осени 2016 г. в Европе отмечалась хоть и робкая, но всё же восходящая коррекция, то в Азии спад продолжился, и цены на СПГ просели в среднем ещё на 4% (см. рис. 2).

Добавим, что в абсолютном большинстве случаев реальные цены СПГ в пунктах приёма оказываются заметно меньшими, нежели среднее значение для регионов по версии FERC. С учётом подобной ценовой динамики смена приоритетных направлений поставок сжиженного газа из США становится гораздо менее неожиданной. Рыночная конъюнктура для него остаётся далёкой от идеала даже в ближних районах Латинской Америки – не говоря уже об Азии и Европе (за исключением разве что атлантических портов её южного фланга).

К тому же продолжительный период проседания газовых цен на внутреннем рынке США достаточно болезненно отразился на объёмах добычи. Согласно официальной статистике EIA, после достижения максимальных значений в феврале 2016 г. производство природного газа в стране продолжает снижаться. По предварительным данным по итогам текущего года падение составит как минимум 5% (до 77,5 млрд ф³/сут). Плюсом подобного сценария является восходящая коррекция газовых котировок, которые к концу октября закрепились выше уровня в 3 долл./млн БТЕ. Однако темпы восстано-

Табл. 4. Безубыточный уровень цен на сланцевый газ для основных районов добычи США, долл./млн БТЕ

Район	Диапазон	Средняя цена	Средняя для «дешёвых» операторов
Haynesville	5,29–6,82	6,57	5,39
Marcellus	3,41–6,56	4,69	3,58
Utica	3,24–7,93	5,93	4,51
Woodford	5,83–7,77	6,83	5,93

Источники: Drilling Info и Labyrinth Consulting.

Табл. 5. Безубыточные цены на газ для разработки сланцевых месторождений Marcellus (США), долл./млн БТЕ

Компания-оператор	Кол-во скважин	EUR/скважина (млрд ф ³)	Цена для безубыточной работы
Anadarco	241	6,17	4,25
Cabot	280	9,36	3,42
Chesapeake	575	7,20	3,91
Chevron	199	4,93	4,89
EQT	220	9,42	3,41
Range	643	3,85	5,75
Shell	305	3,20	6,56
Southwestern	238	5,81	4,73
Talisman	354	4,31	5,33
Средний показатель «дешёвых» операторов (COG, CNK, EQT)			4,69/3,58

Источники: Drilling Info и Labyrinth Consulting.

вления этого показателя не внушили добывающим компаниям особого оптимизма, поскольку цены всё равно остались существенно ниже уровня безубыточного производства (см. табл. 4).

Неудивительно, что эксперты EIA вынуждены были предупредить о падении объёмов производства газа в стране (впервые с 2005 г.). Согласно ноябрьскому краткосрочному прогнозу рынка энергоноси-

телей, по итогам 2016 г. добыча «голубого топлива» в США составит 77,3 млрд ф³ (около 2,19 млрд м³/сут), то есть на 1,4 млрд ф³/сут меньше, чем в 2015 г.

Текущие фьючерсные котировки (3,34 долл./млн БТЕ за поставки в ноябре) не позволяют надеяться на прекращение снижения добычи, по крайней мере до февраля – марта 2017 г. С учётом же нового проседания цен в первой декаде ноября (вплоть до 2,55 долл./млн БТЕ в день «неожиданной» победы Д. Трампа на президентских выборах) период спада производства может растянуться и на всё первое полугодие. Спасением для добывающих компаний может стать относительно суровая зима. Однако повышение внутреннего спроса на газ (и соответственно цен на него) из-за холодов вряд ли будет на руку экспортёрам, озабоченным поисками его дешёвых «излишков» для поставок на внешние рынки.

Кстати, ещё в сентябре – октябре EIA обещало почти 4,6-процентный прирост производства газа в 2017 г. – до 81,2 млрд ф³/сут, однако в начале ноября этот оптимистичный прогноз был снижен до 80,2 млрд ф³ (около 2,27 млрд м³/сут). Но и эти скорректированные показатели вызывают у американских отраслевых экспертов достаточно противоречивые чувства, поскольку EIA предполагает их достижение при среднегодовой цене 3,12 долл./млн БТЕ. С учётом расчётных конечных извлекаемых запасов (EUR) этот уровень не представляется достаточно комфортным для большинства сланцевых операторов, в том числе и для сравнительно благополучных разработок Marcellus (см. табл. 5).

Между тем, в начале ноября Cheniere возобновила отгрузку СПГ с I и II очередей терминала Sabine Pass. В 2017 г. ожидается ввод в эксплуатацию ещё трёх линий (одной на Sabine Pass и двух на новом терминале Cove Point компании Dominion). До конца 2018 г. американские газовые операторы обещают ещё пять (!) очередей на терминалах Cameron, Freeport и Corpus Christi. А значит, к проблеме выбора оптимальных маршрутов поставок СПГ из США в среднесрочной перспективе рискует прибавиться и проблема обеспечения достаточными экспортными объёмами газа (или компенсации их недостатка за счёт реэкспорта «голубого топлива»).

Похоже, на обещанном пути СПГ-танкеров могут оказаться неизвестные ранее подводные камни, которые заставят серьёзно скорректировать широкие планы по освоению газовых рынков Европы и Азии.

Катастрофа с надеждой на лучшее

Состояние российской геологоразведки пока не позволяет обеспечить ресурсами нефтегазовый комплекс на долгосрочную перспективу

Мария КУТУЗОВА

Российская добыча нефти растёт. Но сможет ли отечественная геологоразведка поддержать высокие темпы разработки углеводородных залежей новыми открытиями? Большинство месторождений находится на поздней стадии эксплуатации, средние запасы открываемых объектов постоянно снижаются. Причём многие новые активы расположены в труднодоступных регионах на суше или на шельфе, что делает их освоение нерентабельным в существующих экономических условиях. Поэтому, по словам академика Алексея Конторовича, ситуация с отечественной геологоразведкой «катастрофическая».

Как утверждает Государственная комиссия по запасам (ГКЗ), до 2030 г. производство нефти в стране на 80% обеспечено уже обнаруженными и рентабельными для освоения запасами. Но, чтобы иметь надёжную ресурсную базу на период до 2040 г., недропользователям нужно уже сейчас искать новые месторождения.

Однако в последнее время в традиционных регионах нефтедобычи удаётся обнаруживать лишь мелкие объекты. В среднем сейчас в год открывается порядка 30–35 небольших нефтяных и газовых месторождений. Поэтому главная задача отрасли – выход на новые территории. В частности, перспективы крупных открытий связывают с морскими акваториями России.



МЕНЬШЕ, ДА НЕ ЛУЧШЕ

По итогам 2016 г. ГКЗ не прогнозирует большого прироста запасов УВС. Согласно оценкам её генерального директора Игоря Шпурова, будет обеспечено простое воспроизводство добытого углеводородного сырья. Напомним, добыча нефти в нынешнем году ожидается в объёме 547 млн т (против 534 млн т годом ранее), а добыча газа должна остаться на уровне прошлого года – 635 млрд м³. Для сравнения – в 2015 г. запасы нефти выросли на 730 млн т, газа – на 1,095 трлн м³.

Как отмечает И. Шпуров, больше 40% распределённого фонда в стране – это запасы категорий С₁ + С₂. При этом доля рентабельных запасов составляет 68%. Как правило, они расположены на уже разрабатываемых месторождениях.

Что же касается нераспределённого фонда, то месторождения в нём почти закончились, следовательно, пора переходить от слов к делу. В первую очередь это относится к совершенствованию процесса ГРП. *«Нужно наконец-то определиться: кто выполняет региональный этап геологоразведочных работ? Этот вопрос не на-*

ходит решения в России более 25 лет», – отмечает глава ГКЗ.

Решению проблемы воспроизводства минерально-сырьевой базы будет способствовать принятие новой классификации запасов, построенной по проектному принципу. В октябре нынешнего года Минприроды РФ и ООН утвердили совместный документ, который приближает эту новую российскую классификацию запасов и ресурсов углеводородов к классификации ООН.

Кроме того, важнейшая задача – создание независимой системы аудита запасов. А для этого требуется сформировать экспертное сообщество, которое должно быть признано и нашим государством, и на международном уровне.

Впрочем, одни только организационные меры не способны радикально изменить ситуацию в отрасли. Согласно информации генерального директора ВНИГРИ Олега Прищепы, около половины углеводородных запасов, числящихся на государственном балансе, относятся к трудноизвлекаемым и неэффективным для разработки в современных условиях.

«Если формально подходить к вопросу восполнения сырьевой базы, динамика наших открытий за последние 10 лет положительная. Но это без анализа того, какие именно запасы приращиваются. Как правило, они неэффективны и нецелесообразны для разработки с экономической точки зрения», – отметил О. Прищепа, выступая на конференции «Геологоразведка – 2016», организованной консалтинговой компанией «Восток Капитал».

В свою очередь, президент Российского геологического общества Виктор Орлов полагает, что одной из проблем является отсутствие объективной оценки состояния геологической отрасли, тенденций в изменениях сырьевой базы и геологической изученности территории страны. По его мнению, сейчас у России нет единой государственной стратегии в отношении геологоразведки, что порождает системные проблемы.

«Нет единого понимания роли государства и бизнеса в геологическом изучении недр и воспроизводстве минерально-сырьевой базы. Тогда как задачи, стоящие перед бизнесом, далеко не всегда совпадают с государственными», – утверждает В. Орлов.

По словам генерального директора «Росгеологии» Романа Панова, затянувшийся период низких цен и нестабильного спроса на углеводороды продолжает оказывать давление на инвестиционную привлекательность и доходность геологоразведочных и добывающих компаний. Среди самых острых проблем российской геологоразведки – сокращение государственного финансирования, ограниченный доступ к заёмным средствам и зарубежным рынкам капитала, а также к новым технологиям из-за введённых в отношении России санкций.

Нефтяники сокращают расходы, урезают инвестиционные программы на геологоразведку. Так, согласно прогнозу Министерства природных ресурсов и экологии, вложения в сферу ГРП в России по итогам 2016 г. сократятся на 4–5% (примерно до 310 млрд рублей). При этом сам государственный холдинг, завершивший процесс консолидации активов, планирует по итогам года занять 12–15% на российском рынке геологоразведочных работ (32 млрд рублей).

В следующем году инвестиции в ГРП снизятся ещё на 5%. Однако, по словам Панова, в этом году появились первые признаки возвращения интереса к геологоразведке. «Сейчас хорошее время для мобилизации внутренних ресурсов. Важно понимать, что при изменении конъюнктуры на

сырьевых и финансовых рынках “окном возможностей” в первую очередь воспользуются наиболее подготовленные компании, имеющие ресурсы и потенциал для быстрого роста», – отмечает глава «Росгеологии». Выход, по его словам, – в увеличении объёмов геологоразведки, выполняемой по заказу государства и компаний.

«Госзаказ на проведение ГРП снижается, сокращается финансирование геологоразведки со стороны государства. Тогда как отдача от бюджетных вложений в ГРП самая высокая. Важно сохранить государственный заказ и разделить с недропользователями риски первого этапа региональных работ. Новый проект развития минерально-сырьевой базы, проходящий сейчас общественные слушания, содержит в себе много противоречий. Необходимо комплексное освоение территорий, создание перерабатывающих мощностей, а эти вопросы в документе не отражены», – считает Р. Панов.

Глава «Росгеологии» настаивает: отечественной геологоразведке «нужна стра-

тегия поиска, а это задача государства». Однако, согласно планам Роснедр, финансирование за счёт средств бюджета поисковых и оценочных работ, непосредственно ориентированных на воспроизводство минерально-сырьевой базы, будет постепенно сокращаться вплоть до полного прекращения в 2021 г. Тогда как, по словам Панова, государственная система поддержки геологоразведки должна быть особенно эффективной в условиях ограниченного доступа к международным рынкам финансирования.

Пока не нашла своего разрешения главная интрига уходящего года: перенесён на следующий год аукцион на крупнейшее в нераспределённом фонде Эргинское нефтяное месторождение (ХМАО, Западная Сибирь) с запасами 103 млн т. Площадь лицензионного участка – 762,8 км². Интерес к этому объекту проявляет крупный международный инвестор. Право на его разработку рассчитывает получить и «Роснефть».



Пока Минприроды предлагает в 2017 г. распределить для геологического изучения 17 участков недр с прогнозными ресурсами углеводородов более чем 500 млн т н. э. Они расположены в Омской области, а также в республиках Башкортостан и Удмуртия.

КОМПАНИИ ВЕРЯТ В БУДУЩЕЕ

Несмотря на общую тенденцию снижения инвестиций в геологоразведку, восемь крупнейших отечественных компаний («Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «РуссНефть», «Татнефть», «НОВАТЭК» и «Зарубежнефть») увеличат в этом году капиталовложения в ГРП на 10%.

«Сургутнефтегаз» в следующем году планирует сохранить размер инвестиций в геологоразведку на уровне текущего года – порядка 17,5 млрд рублей. По словам главного геолога компании Вячеслава Чиркова, основные проблемы, с которыми сталкивается «Сургут», связаны с истощением перспективных участков: основные новые запасы – это ТРИЗ. *«Наша компания уникальна, весь наш сервис внутри компании. 12 наших бригад активно ведут геологоразведочное бурение. Все инвестиции в геологоразведку остаются в России. С 2010 г. компания открыла 21 месторождение. Мы работаем “с колёс”: обнаружили и сразу вводим месторождения»*, – отмечает В. Чирков.

В свою очередь, «Роснефть» осенью этого года создала совместное предприятие с ВР (доли – 51% и 49% соответственно), которое будет вести геологоразведку в Западной Сибири и бассейне Енисея – Хатанги, на общей площади порядка 260 тыс. км². Геологоразведочные работы будут включать в себя региональные исследования, сейсмику и бурение поисково-разведочных скважин.

Уже в зимний сезон 2016–2017 гг. СП планирует приступить к бурению скважины на Байкаловском месторождении, которое было открыто «Роснефтью» ещё в 2009 г. Оно расположено в бассейне Енисея – Хатанги. Начнётся также сейсморазведка на Западно-Ярудейском участке. Кроме того, совместное предприятие будет вести геологоразведку на Хейгинском и Аномальном участках в Западной Сибири. ВР собирается выделить 300 млн долларов на региональные геологические исследования в рамках данного СП.

«Роснефть» также рапортует, что по итогам полевого сезона 2016 г. она перевыполнила план по геологическому изучению своих морских лицензионных участ-

ков. Компания является крупнейшем недропользователем на шельфе страны и владеет 55 лицензиями на участки арктических, дальневосточных и южных морей с ресурсами более чем 43 млрд т н. э. Она участвует в морских проектах на шельфе Абхазии, Вьетнама, Норвегии.

В этом году компания сосредоточилась на проведении сейсморазведочных работ: выполнила сейсмику 2D в объёме 35,5 тыс. пог. км на 10 лицензионных участках в российской части Арктики, 3D – в объёме 5,1 тыс. км² на 4 участках. На Хатангском и Восточно-Сибирском-1 ЛУ завершена аэрогравимагнитная съёмка, а на трёх площадках Южно-Черноморского участка – инженерно-геологические изыскания.



Второго июня, на год ранее принятых лицензионных обязательств, «Роснефть» в партнёрстве с норвежской Statoil провела бурение на участке Лисянский в Охотском море. Поисковая скважина Ульбериканская-1 пробурена на одноимённой структуре, в 420 км от порта Магадан, с помощью полупогружной буровой установки Nanhai-9, законтракованной у китайской компании China Oilfield Services Limited (COSL).

По информации Минприроды, в 2016 г. «Роснефть» и «Газпром» даже перевыполнили планы геологоразведочных работ на шельфе.

По словам Алексея Вашкевича, главы дирекции по ГРП и развитию ресурсной базы компании «Газпром нефть», успешность поисково-разведочного бурения у ВИНК превышает сегодня 90%. *«Мы сделали ставку на развитие собственных технологий: у нас разработаны в этой области 25 проектов, 16 из них уже реализуются. Экономика нефтегазовых проектов*

в РФ устойчива к ценам на нефть на мировом рынке. Главным ограничением для нас является дефицит дешёвых кредитных средств: ставка привлечения денег для компании зачастую превышает 16%. Государство должно помочь разделить нагрузку с компаниями, особенно на первых этапах выполнения геологоразведки», – отметил А. Вашкевич.

«Газпром нефть» и «Росгеология» договорились этой осенью о создании совместного предприятия, которое займётся геологоразведкой на баженовской свите в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Предполагается, что с 2017 г. СП будет выполнять ГРП на лицензионных участках «Газпром нефти» – Ня-

линском, Северо-Итьяхском, Западно-Юбилейном и других.

По словам Ильи Мандрика, вице-президента по геологоразведке «ЛУКОЙЛа», одним из самых актуальных вопросов для отрасли является внедрение новых технологий. У компании уже возникли сложности с привлечением западных технологических разработок для морских проектов на шельфе Каспия.

«Сырьевая база у “ЛУКОЙЛа” ухудшается, доля трудноизвлекаемых в структуре запасов растёт. Обеспеченность запасами составляет 20 лет, с учётом ТРИЗ – 40 лет. Сейчас у компании 512 лицензий на разведку и добычу. За последний период были открыты 75 месторождений, в основном нефтяные (около 90%). В прошлом году “ЛУКОЙЛ” инвестировал 28,9 млрд рублей в геологоразведку. В этом году на эти цели компания направит 42 млрд рублей. Разведочное бурение за два последних года незначительно сократи-

лось. Однако эффективность бурения очень высокая – 89%. Самые крупные открытия были сделаны в 2008 г. на Каспии, в 2011 г. в Коми, а в последние годы на Балтике», – рассказал И. Мандрик.

Вложения «ЛУКОЙЛа» в разведку на шельфе Каспийского моря достигли 46 млрд рублей. В ближайшие два года компания планирует пробурить там три скважины – две разведочные и одну поисково-оценочную.

Главные перспективные на углеводороды участки, по словам Ильи Мандрика, могут быть сосредоточены в России именно на шельфе. Поэтому изучать его надо более активно. «Мы выступали и будем выступать за либерализацию доступа к шельфу», – подчёркивает представитель «ЛУКОЙЛа».

Ещё один важный фактор для геолого-разведки – уровень налогового бремени для НК. «Считаем важным внесение изменений в действующее налогообложение. Однако, оценивая текущие тренды, ожидаем увеличения налоговой нагрузки на отрасль. Если так произойдёт, это скажется на проектах и объёмах добычи», – утверждает И. Мандрик.

Правда, в конце 2016 г. российских геологов ожидает новогодний подарок от правительства. В Думу будет внесён законопроект, нацеленный на поддержку геологоразведки. Законодательная инициатива предусматривает механизм установления коэффициентов к вычетам из налога на прибыль для предприятий, занимающихся ГРП.

БАРЕНЦЕВО МОРЕ – ЗОНА СОТРУДНИЧЕСТВА

Поскольку в России действуют ограничения на разработку шельфа частными компаниями, «ЛУКОЙЛ» участвует в арктических морских проектах в соседней Норвегии. Ещё в 2011 г. компания получила квалификационный допуск для работы на норвежском континентальном шельфе в качестве оператора. В феврале 2012 г. учреждён офис в Осло и зарегистрирована компания LUKOIL Overseas North Shelf AS.

В июне 2013 г. по результатам 22-го лицензионного раунда, проведённого Министерством нефти и энергетики Норвегии, «ЛУКОЙЛ» стал участником совместных предприятий на двух лицензионных участках в норвежском секторе Баренцева моря – PL 708 и PL 719. Лицензионный участок PL 708 общей площадью более 500 км² включает два блока – 7130/4 и 7130/7, расположенных в бассейне Финнмарк на северо-востоке Норвегии. Российской компании в проекте принадлежит 20%, Lundin

Norway – 40% (оператор), Edison – 20%, North Energy и Lime Petroleum – по 10%.

Однако, по словам Ильи Мандрика, сейчас компания рассматривает возможность выхода из этого проекта. «Мы пробурили всего одну скважину. Открытие небольшое, положительной экономики не просматривается, и сейчас решается вопрос, продолжится ли этот проект», – рассказал вице-президент «ЛУКОЙЛа».

В этом году, в ходе 23-го раунда лицензирования, «ЛУКОЙЛ» получил 20-процентную долю в проекте по освоению участка PL 858. Он включает в себя семь блоков на своде Федынского, в юго-восточной части норвежского сектора Баренцева моря. Ресурсы этой геологической структуры, согласно прогнозам, могут превзойти запасы Штокмановского месторождения.

Напомним, в результате разграничения спорного сектора Баренцева моря между РФ и Норвегией свод Федынского с 15 сентября 2011 г. находится в акватории как России, так и Норвегии. «ЛУКОЙЛ» вместе с другими партнёрами (Det Norske, Statoil и Petgeo) собирается пробурить здесь первые разведочные скважины в конце 2017-го – начале 2018 г. «Там мы уже рассчитываем на реальный результат, реальную эффективность», – заявил Мандрик.

По другую сторону границы разработкой этого геологического свода будет заниматься «Роснефть». Федынский участок площадью 38 тыс. км² расположен в незамерзающей южной части Баренцева моря. Глубина воды в данном районе составляет от 200 до 320 м. Участок изучен сейсмикой 2D, по результатам которой предварительно выделено девять перспективных структур с извлекаемыми ресурсами в объёме 18,7 млрд баррелей н. э.

В соответствии с лицензионными обязательствами, на Федынском участке необходимо выполнить 6,5 тыс. пог. км сейсмике 2D (до 2017 г.) и 1 тыс. км² сейсмике 3D (до 2018 г.), пробурить одну поисково-оценочную скважину (до 2020 г.) и в случае успеха ещё одну разведочную (до 2025 г.).

С севера к Федынскому примыкает Центрально-Баренцевский участок площадью 16 тыс. км². Здесь глубина моря – от 160 до 300 м. По данным выполненной ранее сейсмике на участке выделены 3 перспективные структуры с суммарными извлекаемыми ресурсами более 7 млрд барр. н. э. Там предстоит выполнить 3,2 тыс. пог. км сейсмике 2D (до конца 2016 г.) и 1 тыс. км² сейсмике 3D (до 2018 г.), пробурить 1 поисковую скважину (до 2021 г.) и одну разведочную (до 2026 г.). В 2013 г. «Роснефть»

подписала с итальянской Eni соглашение о совместной разведке этих участков. Согласно документу, иностранный партнёр берёт на себя все расходы по финансированию геологоразведочных работ.

Этой осенью Роснедра и Норвежский нефтяной директорат подписали соглашение по обмену сейсмическими данными районов вдоль границы между Россией и Норвегией в Баренцевом море. Норвежцы уже поделились с Роснедрами информацией 2D-сейсмике, выполненной в северной части моря в 2012–2014 гг. в объёме 5,9 тыс. пог. км. Кроме того, предполагается передача данных по структуре Sentralbank High, а также об участках, расположенных по маршруту с севера на юг в Северном Ледовитом океане. Российские геологи должны передать норвежским коллегам результаты сейсморазведки (6,5 тыс. пог. км 2D) на своде Федынского и Центрально-Баренцевском участке.

Ещё одно соглашение о сборе сейсмических данных на шельфе Баренцева моря и Северного Ледовитого океана (вдоль линии разграничения) Россия и Норвегия планируют подписать до конца текущего года. Документ позволит двум странам эффективнее сотрудничать в бывшей спорной «серой зоне» и создаст возможность для разработки трансграничных месторождений.

Кроме того, «Росгеология» присоединилась к разработке совместной российско-норвежской программы мониторинга экосистемы Баренцева моря.

Сейчас «Росгеология» также готовится выполнить для «Газпрома» сейсморазведку 3D в объёме 4,15 тыс. км² на Ферсмановском лицензионном участке Баренцева моря с целью оценки нефтегазового потенциала и обоснования поисково-оценочного бурения.

Ещё одно направление работы госкомпании в Арктической зоне РФ – перспективные участки Тарейской площади (продолжение Западно-Сибирской нефтегазовой провинции) в центральной части Таймырского полуострова.

Дочерняя структура «Росгеологии» – «Севморнефтегеофизика» – осенью этого года завершила сейсморазведку 2D в Гренландском море по заказу TGS-NOPEC Geophysical Company. Работы выполнены в тяжёлых ледовых условиях с помощью научно-исследовательского судна «Академик Лазарев». А судно «Ориент Эксплорер», которое ходит сейчас под российским флагом, «отстреляло» сейсмике 2D для «Дальморнефтегеофизики» в Беринговом море. ■

Сланец не сдаётся

Несмотря на падение нефтяных цен,
«сланцевая революция» не намерена
снижать обороты

Лариса ШАХОВСКАЯ,
доктор экономических наук, профессор,
заведующая кафедрой Мировой экономики и экономической теории;
Виктория ТИМОНИНА,
студентка
(Волгоградский государственный технический университет)

Современный рынок нефти развивается по сценарию «сланцевого бума» и «технологического прорыва». Многие страны, в первую очередь США, будут и впредь наращивать добычу сланцевой нефти, несмотря на возможные экологические угрозы.

Высокие цены на нефть в период до 2014 г. позволили крупнейшим компаниям вложить значительные средства в разработку новых технологий добычи сланцевых углеводородов. После падения нефтяных котировок поток инвестиций в данную отрасль, безусловно, сократился. Однако развитие технологий продолжается, что позволит реализовать замороженные ранее проекты.

При этом «сланцевая революция» может охватить и те страны, которые раньше вообще не входили в число нефтедобывающих или же, имея собственное производство углеводородного сырья, оставались его нетто-импортёрами.

Уже сегодня сланцевая нефть является конкурентоспособной по сравнению с «традиционной». А дальнейшее сокращение издержек приведёт к ужесточению ценовой конкуренции и снижению мировых цен на нефть.

ПАУЗА, НО НЕ СПАД

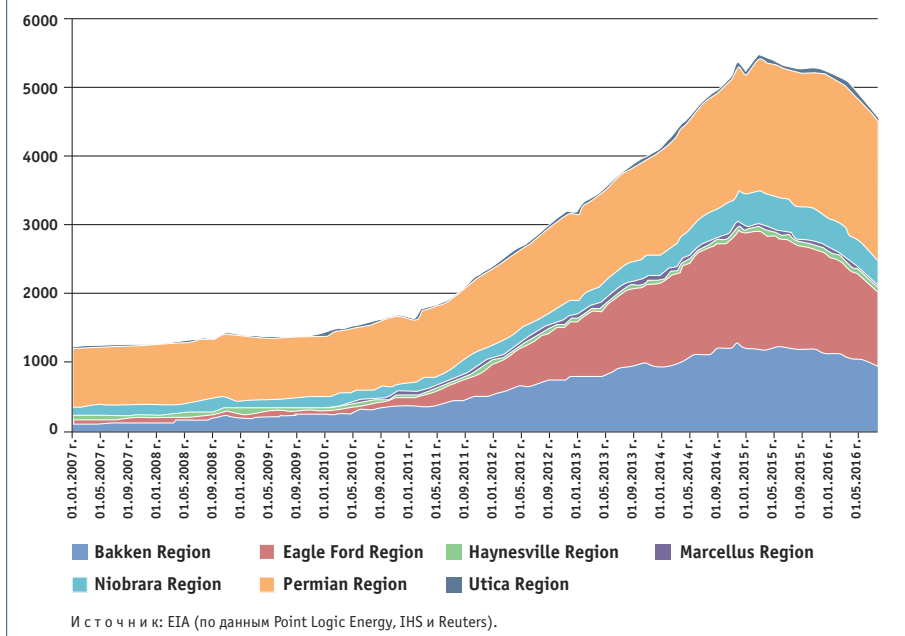
Сланцевая нефть – это высококачественное лёгкое сырьё, которое содержится в залежах глинистого сланца. В США бурением сланцевых горизонтов занимаются на мысе Monterey в Калифорнии, на пляжах Eagle Ford в Техасе и Bakken в Северной Дакоте. Кстати, именно благодаря сланцам Северная Дакота вышла на второе место в США по нефтедобыче. Глава компании Continental Resources Гарольд Хэмм называет штат «американской Саудовской Аравией» и оценивает его запасы в 24 млрд баррелей.

Международное энергетическое агентство (МЭА) утверждает, что поставки углеводородов из США станут главным источником роста предложения нефти на мировом рынке и ОПЕК вскоре утратит свои лидирующие позиции. По мнению экспертов, Америка обеспечит до 40% новых поставок на рынок до 2018 г.

Стремительное увеличение сланцевой добычи (см. рис. 1) дало возможность нарастить общее производство «чёрного золота» в стране. В последние годы оно колеблется в диапазоне 8,8–9,4 млн



Рис. 1. Добыча сланцевой нефти в США, тыс. барр./сут



барр./сут при объёме внутреннего потребления примерно 14 млн барр./сут.

Именно «сланцевая революция» позволила США в 2015 г. сократить импорт сырой нефти до 20-летнего минимума. И только в нынешнем году, на фоне низких котировок, Америка начала закупать «чёрное золото» впрок, увеличив импорт примерно до 8 млн барр./сут. В результате уровень заполнения нефтехранилищ на территории США также достиг рекордных отметок.

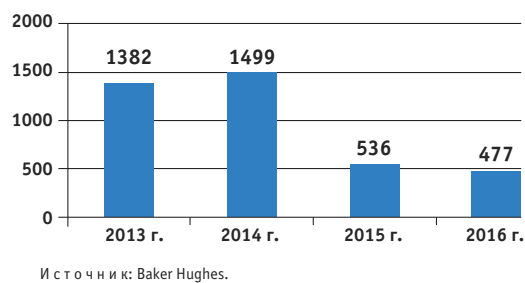
Но зато США превратились в нетто-экспортёра нефтепродуктов. За рубежом закупаются только бензин и мазут. Последний служит сырьём для дальнейшей переработки на американских НПЗ, а затем высококачественные нефтепродукты поставляются на зарубежные рынки.

В перспективе же США могут стать и нетто-экспортёром сырой нефти. По расчётам исследовательской компании Rystad Energy, извлекаемые запасы нефти в США на уже эксплуатируемых, разведанных и не до конца разведанных месторождениях достигают 264 млрд баррелей. Это больше, чем в России (256 млрд) и Саудовской Аравии (212 млрд). А поскольку США недавно сняли запрет на экспорт сырой нефти, они вполне могут составить серьёзную конкуренцию крупнейшим игрокам на глобальном рынке.

Успех в добыче сланцевой нефти был достигнут благодаря сочетанию нескольких благоприятных фактов: во-первых, прогрессу в сфере технологий горизонтального бурения и гидроразрыва пласта, во-вторых, высоким ценам на нефть (до 2014 г.), в-третьих, благоприятным геологическим условиям на основных американских плях, повышающим рентабельность сланцевых проектов.

Однако встаёт вопрос о пределах прочности «сланцевой революции». Будет ли она продолжаться при установившихся в последние годы низких ценах на нефть? На первый взгляд, ситуация достаточно печальная. В 2016 г. в США было зафиксировано сокращение числа действующих буровых установок примерно в 2 раза (см. рис. 2). Это является прямым следствием снижения нефтяных цен и уменьшения инвестиций в отрасль. Но в будущем всё станет зависеть от того, как и насколько быстро сланцевые

Рис. 2. Количество буровых установок в США



вые компании смогут решить задачу уменьшения издержек.

Кроме того, резко уменьшилось количество проведённых гидроразрывов на сланцевых месторождениях. Это привело к появлению большого числа готовых к добыче, но не введённых в эксплуатацию скважин (около 4 тыс. единиц). То есть образовался своеобразный «сланцевый навес» – в любой момент компании могут провести эти гидроразрывы и резко нарастить производство «сланца».

Затраты на добычу сланцевой нефти зависят от используемой технологии, местоположения залежи и качества ресурсов. При этом они активно снижаются. По оценкам компании PwC, по состоянию на 2013 г. в среднем издержки на добычу нефти составляли: для технологии True In-Situ (одна из первых сланцевых технологий) – 43 долл./барр., а для технологии Modified In-Situ – 69 долл./барр.

Естественно, такие издержки не окупались бы при нынешних ценах на нефть. Но ситуация меняется очень быстро. Внедрение передовых технологий и оптимизация конструкций скважин сократили время бурения и ввода скважин, повысили их эксплуатационные характеристики. Соответственно, снижается себестоимость добычи «сланца».

По расчётам консалтинговой фирмы IHS Global Inc., выполненным по заказу Управления энергетической информации (EIA) Минэнерго США, в 2015 г. издержки американских нефтегазовых предприятий на разведку и добычу уменьшились на 25–30% по сравнению с уровнем 2012 г. Этого удалось достигнуть благодаря внедрению передовых технологий, что привело к повышению эффективности как буровых работ, так и эксплуатации скважин после бурения.

В частности, стоимость запуска одной скважины на крупнейших сланцевых месторождениях США – Eagle Ford, Bakken, Marcellus и Permian – в 2015 г. снизилась на 7–22% по сравнению с предыдущим годом.

К середине нынешнего года, на фоне роста нефтяных котировок по сравнению с январским 13-летним минимумом, американские сланцевые компании начали возобновлять добычу сырья на ранее замороженных объектах. Так, корпорации Pioneer Natural Resources и Oasis Petroleum планируют восстановить от 70 до 85% добычи нефти при минимальной окупаемости.

Согласно данным компании Jefferies Group LLC, около 10 производителей

сланцевой нефти в нынешнем году увеличили свои бюджеты в общей сложности на 1,1 млрд долларов с целью начать бурение новых скважин. К примеру, один из лидеров данного рынка, корпорация Devon, нарастил собственные вложения в бурение новых скважин на 20%, до 1,3 млрд долларов, а уже упомянутая Pioneer – на 5%, до 2,1 млрд долларов. Данная тенденция может уже в ближайшей перспективе сказаться на глобальном нефтяном рынке.

Как отмечает вице-президент Fearn Oil Inc Майкл Мур, технологический прорыв в сланцевой добыче уже сделан, буровые станки становятся всё более продвинутыми и конкурентоспособными. Поэтому сланцевая добыча всё меньше и меньше зависит от цен на «чёрное золото». А значит, американская нефтяная отрасль может получить ускорение, которое позволит ей в короткие сроки превзойти докризисные результаты.

ВСЁ НА БЛАГО «СЛАНЦА»

Вместе с тем, власти США предпринимают различные меры, направленные на развитие сланцевой добычи и общей инфраструктуры ТЭК. В частности, в июле нынешнего года был одобрен проект сооружения магистрального нефтепровода Dakota Access, который соединит сланцевый плей Bakken в Северной Дакоте с распределительным центром в штате Иллинойс. Протяжённость трубы должна составить свыше 1800 км, пропускная способность – 570 тыс. барр./сут. Завершение строительства намечено на конец 2016 г., стоимость проекта составляет 3,8 млрд долларов.

Реализация данного проекта позволила бы значительно сократить издержки на транспортировку сланцевой нефти, которая ныне осуществляется автотранспортом. Однако он вызвал протест у местного индейского населения, вылившийся даже в стычки с полицией. Но не исключено, что новый президент Дональд Трамп, уже заявивший о намерении снять все ограничения на пути нефтегазовых проектов, будет действовать ещё решительней и добьётся осуществления и этого проекта.

Одновременно в США наблюдается приток инвестиций из сферы возобновляемой энергетики в область добычи сланцевых ресурсов. То есть в то время, когда страны ЕС по-прежнему, несмотря на падение нефтяных котировок, делают ставку на ВИЭ, в Соединённых Штатах укрепляются позиции нефтяного сы-

рья. Это, безусловно, благоприятно скажется на дальнейшей судьбе сланцевых разработок.

Наконец, растёт ресурсный потенциал «сланцевой революции». 17 ноября 2016 г. геологическая служба США (USGS) обнаружила в штате Техас крупнейшее за всю историю страны месторождение нефти и газа. Его технически извлекаемые запасы оцениваются в 20 млрд баррелей нефти, 16 трлн м³ природного газа и 1,6 млрд баррелей газоконденсата. По словам координатора программы энергетических ресурсов USGS Уолтера Гидроша, потенциал этого месторождения в три раза превышает запасы формации Bakken-Three Forks. *«Тот факт, что это – крупнейшее месторождение нефти, которое мы когда-либо видели, показывает, что даже в тех районах, которые произвели миллиарды баррелей нефти, есть ещё потенциал для нахождения ещё нескольких миллиардов»*, – отметил У. Гидрош.

Большую роль играет и внешний фон. Как известно, 30 ноября 2016 г. ОПЕК сообщила о сокращении добычи с целью устранения переизбытка нефти на рынке. С 1 января 2017 г. производство будет сокращено на 1,2 млн барр./сут, до 32,5 млн барр./сут. Страны вне ОПЕК согласились урезать добычу на 600 тыс. барр./сут, в том числе Россия – на 300 тыс. барр./сут.

Бывший советник министра энергетики США Ричард Макконнелл отмечает, что данное решение – единственный возможный шаг на пути к достижению баланса на нефтяном рынке. Эксперт полагает, что в результате цена нефти будет колебаться в пределах 50–60 долларов за баррель, что даст компаниям США толчок для возобновления добычи и бурения новых скважин.

А по оценкам Rystad и EIA, даже цена 46–47 долл./барр. обеспечит сохранение объёма добычи сланцевой нефти и не приведёт к роковым последствиям для данной отрасли.

Таким образом, у «сланцевой революции» неплохие перспективы. Согласно прогнозу EIA, с 2017 г. добыча сланцевой нефти будет постепенно увеличиваться и к 2040 г. вырастет на 45% по сравнению с 2016 г., до 12,1 млн барр./сут. Помимо этого к 2040 г. ожидается рост добычи газа на сланцевых месторождениях США – до 79 млрд ф³ в сутки (2,24 млрд м³ в сутки).

Впрочем, имеются и «сланцевые скептики». Так, геолог из Техаса Арт Берман одним из первых обратил внимание на

то, что производство «сланца» является нерентабельным в долгосрочном плане. Скважины, пробуренные на сланцевых плейх, имеют гораздо более короткий жизненный цикл, чем на «традиционных» месторождениях. Поэтому для поддержания роста производства сырья необходимо постоянно бурить всё новые и новые скважины. И реальные затраты оказываются гораздо выше, чем показывают компании в своей официальной отчётности.

СЛАНЕЦ ЗАВОЁВЫВАЕТ МИР?

«Сланцевая революция» не ограничивается только территорией США. В перспективе добыча данного ресурса может развернуться во многих странах, которые ещё недавно почти полностью зависели от импорта «чёрного золота».

В первую очередь это касается Китая. Ресурсы сланцевой нефти в КНР оцениваются примерно в 46 млрд т. Основные запасы расположены на северо-востоке страны. Но, хотя Поднебесная имеет определённый опыт извлечения из недр сланцевого газа, она не спешит начать активную добычу сланцевой нефти.

Добычей сланцевого газа на территории Китая занимается ряд крупных иностранных корпораций. Так, Chevron осваивает месторождение Qiannan. Был также построен газоперерабатывающий завод мощностью 12 млрд м³ в год. В свою очередь, компании Halliburton и Petrotech совместно оказывают сервисные услуги по бурению и гидроразрыву пласта для освоения гигантского бассейна Tarim.

Крупнейшая китайская нефтеперерабатывающая компания Sinopec реализует в провинции Чунцин проект «Фулин» по добыче сланцевого газа. В 2015 г. в его рамках было получено 5 млрд м³ «голубого топлива». Уже пробурено более 250 скважин. По словам директора Sinopec Яна Гуошэня, компания по мере накопления опыта и развития китайской промышленности перешла с американского оборудования на собственную технику.

В 2016 г. ВР и Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC) подписали соглашение о разведке, разработке и добыче сланцевой нефти и газа на блоке Neijiang-Dazu, находящемся в Сычуаньском бассейне. Планируется, что добытое сырьё будет реализовываться не только в Китае, но и на зарубежных рынках.

Но, сможет ли КНР, имея столь огромные запасы, повторить опыт США в добыче сланцевой нефти, пока неизвестно. По мнению ряда экспертов, геологическое строение сланцевых залежей в Ки-



тае существенно отличается от структуры сланцевых пластов в США, что требует принципиально иных технологий разработки, более дорогих и экологически небезопасных.

На Ближнем Востоке может появиться свой крупный сланцевый нефтепроизводитель – Израиль. По мнению Israel Energy Initiatives (IEI), ресурсы нефтяного «сланца» в стране составляют примерно 34 млрд т. При этом IEI утверждает, что в Израиле возможно применение новой технологии извлечения нефти из керогена – метода внутрислоевого добычи с использованием электрических и газовых нагревателей.

В свою очередь, правительство Иордании подписало с национальной компанией JOSCO соглашение на разработку нефтяных сланцев (проект El-Lajjun). Их извлекаемые запасы располагаются в десяти нефтеносных провинциях и оцениваются экспертами в 22 млрд т, что может обеспечить добычу 2 млрд т нефти. Сегодня Иордания тратит на закупку «чёрного золота» в Ираке и Саудовской Аравии свыше 4,8 млрд долларов в год. А в случае успеха сланцевого проекта она сможет начать экспорт в объёме 100 тыс. т в год. Однако реализация этих планов осложняется тем, что в стране имеется дефицит пресной воды, необходимой для проведения гидроразрывов.

Ещё с 2009 г. ведётся освоение сланцевых залежей в Аргентине. По оценкам EIA, эта страна занимает четвёртое место в мире по объёму технически извлекаемых ресурсов трудноизвлекаемой нефти после России, США и Китая. При этом извлекаемые ресурсы нефти слан-

цевых формаций в Аргентине составляют 27 млрд баррелей, или 8% мировых.

Более того, как отмечают эксперты, аргентинская сланцевая формация Vaca Muerta («Мёртвая корова») по своим основным характеристикам – концентрации общего органического углерода, толщине продуктивного пласта, пластовому давлению – схожа с активно разрабатываемыми американскими пластами Haynesville, Marcellus, Eagle Ford и Wolfcamp.

По оценкам компании Repsol, накопленная добыча углеводородов на Vaca Muerta могла бы составить 126 млн т. Для Аргентины это очень значительный показатель – страна потребляет около 20 млн т в год (собственная добыча чуть превышает потребление). То есть «Мёртвая корова» могла бы «кормить» страну нефтью на протяжении 10 лет.

Проект Vaca Muerta привлёк внимание таких глобальных корпораций, как ExxonMobil, Chevron, Shell. Его оператором стала компания YPF – дочерняя структура испанской Repsol. Однако правительство Аргентины в 2012 г. приняло решение о национализации YPF. При этом власти заявляли о стремлении сохранить инвестиции в этот важнейший сланцевый проект. Однако дальнейшие перспективы аргентинской «сланцевой революции» остаются под вопросом.

В России основными запасами сланцевой нефти обладает центральная часть Западно-Сибирской низменности. Отложения так называемой баженовской свиты распространены на площади более 1 млн км². Они залегают на глубине в среднем 2500–3000 м, толщина колеблется в пределах от 10 до 44 м. В зонах развития

аномальных разрезов баженовской свиты толщина её может достигать 100 м.

По данным компании «РИТЭК», суммарные геологические ресурсы такого сырья составляют от 0,8 до 2,1 трлн т. Сейчас «РИТЭК» занимается разработкой эффективных технологий для освоения нетрадиционных углеводородных ресурсов. Результаты промысловых и лабораторных исследований доказали необходимость интеграции теплового, газового и гидродинамического воздействия на породы баженовской свиты. Поэтому был предложен термогазовый способ разработки бажена, заключающийся в закачке в пласт водовоздушной смеси. При этом обеспечиваются самопроизвольные окислительные процессы кислорода, содержащегося в воздухе, с пластовыми углеводородами. В итоге формируется высокоэффективный, вытесняющий газовый агент.

В свою очередь, компания «Сургутнефтегаз» добывает баженовскую нефть на 10 месторождениях, планируя дальнейшее расширение ареала работ. С начала разработки сланцевых запасов было извлечено около 2,5 млн т нефти. Согласно проекту, до 2018 г. компания пробурит 79 разведочных скважин, а добыча достигнет 5,7 млн т.

Правительство РФ стремится поддерживать развитие сланцевой добычи. Так, в 2015 г. министр природных ресурсов и экологии Сергей Донской поручил Роснедрам разработать дорожную карту освоения трудноизвлекаемых ресурсов нефти и газа.

В 2014 г. было принято решение о введении нулевой ставки НДС для нефти баженовской свиты. Как заявил глава «Сургутнефтегаза» Владимир Богданов, это позволит компании к 2030 г. добыть 195 млн т сланцевой нефти. В результате выгоду получит не только компания, но и государство.

Однако начало «сланцевой революции» в России сдерживается тем обстоятельством, что сланцевые проекты попали под санкции, которые западные страны ввели против РФ. В результате ряд иностранных инвесторов были вынуждены отказаться от реализации совместных сланцевых проектов с российскими коллегами.

Итак, в 2017 г. можно ожидать новой волны «сланцевой революции», благодаря росту нефтяных цен на мировом рынке и совершенствованию технологий в США. А в более отдалённой перспективе нас ждёт «триумф сланца» в глобальном масштабе, в том числе и в России. ■



АРКТИКА-2017

II Международная конференция

Арктика и шельфовые проекты: перспективы,
инновации и развитие регионов России

16-17 февраля 2017,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина, Москва



Стань участником

Специализированная выставка | Спонсорство

Тел.: +7 (495) 662-97-49 (многоканальный)

Электронная почта: arctic@s-kon.ru
www.arctic.s-kon.ru

Организаторы:



РЕКЛАМА

Арктика: от планов до освоения

Пока государственные органы разрабатывают различные стратегии развития Арктической зоны РФ, нефтегазовые компании продолжают реализацию там собственных проектов

Мария КУТУЗОВА

Россия обозначила в качестве одной из главных стратегических целей государственной политики в области недропользования развитие ресурсной базы на шельфе. Отечественные компании озвучивают всё новые планы освоения месторождений в Арктической зоне РФ. Так, по информации вице-премьера Дмитрия Рогозина, в период до 2030 г. в данном регионе будет осуществлено порядка 150 проектов, на которые планируется потратить около 5 трлн рублей. В начале осени внесены поправки в план реализации «Стратегии развития Арктической зоны РФ на период до 2020 г.», утверждённой президентом в феврале 2013-го. Изменения касаются порядка 80 мер по 6 направлениям. Однако государство не может эффективно развивать Арктическую зону РФ без взаимодействия с деловым сообществом. Вместе с тем, в этом вопросе нельзя всё сводить к предоставлению налоговых преференций недропользователям. Прежде всего, Арктика требует общих усилий по ликвидации инфраструктурных ограничений.

АРКТИЧЕСКИЕ ТОЧКИ РОСТА

Одним из последних громких шагов администрации президента США Барака Обамы стала блокировка планов бурения новых нефтяных и газовых скважин на арктическом шельфе на ближайшие пять лет. Соединённые Штаты до 2022 г. отказываются от выдачи лицензий на геологоразведку и добычу на нефтегазоносных участках шельфа в Чукотском море, море Бофорта и заливе Кука. Согласно оценкам, запасы нефти в американской части арктических морей могут достигать порядка 27 млрд баррелей н. э. и 132 трлн ф³ газа.

В свою очередь, крупнейшие международные компании, такие как Shell и ExxonMobil, откладывают реализацию арктических проектов на неопределённый срок из-за высоких издержек и давления со стороны экологических организаций.

В российской части Арктики всё наоборот. Анонсирован старт многочисленных проектов на основе разработки минерально-сырьевой базы. Несмотря на долгий экономический кризис и низкие цены на сырьевых рынках, разными ведомствами формируется план масштабного освоения арктического региона.

Пока российская госмашина занята производством различных документов (стратегий, программ, планов, законов, формирующих будущий режим освоения северных рубежей), компании решают непростые вопросы привлечения инвестиций в новое «арктическое чудо» России.

Полтора года назад была создана Государственная комиссия по вопросам развития Арктики с целью координации деятельности госорганов и принимаемых ими решений. В её состав входят 9 комиссий по самым разным направлениям. В качестве интегрирующей площадки функционирует Деловой совет госкомиссии по Арктике. Фактически все компании (в том числе и транспортные предприятия, и морские порты), работающие в арктических регионах, входят в состав этого совета.

«Мы уже понимаем, какие конкретные проекты должны быть реализованы. Надо определиться с показателями эффективности, которые необходимо достичь. Минэкономразвития сможет скоординировать деятельность всех игроков, к которым относятся Минкомсвязь, Министерство энергетики, Минпромторг и Министерство образования и науки», – рассказывает заместитель министра экономического развития Александр Цыбульский.

Минэкономразвития предлагает сформировать будущий каркас социально-экономического развития Арктической

зоны РФ. Все очаги экономической активности – проекты по добыче природных ресурсов и расширению транспортных мощностей – станут так называемыми опорными зонами развития. Каждая такая ОЗ будет формироваться отдельным решением правительства с перечнем конкретных проектов. Их комплексную реализацию предполагается увязать по срокам и финансовому обеспечению. Это могут быть проекты, осуществляемые как в самой Арктике, так и за её пределами – в случае, если они формируют грузопоток или используют трассу Северного пути в качестве основного транспортного маршрута.

По мнению Цыбульского, существуют два возможных варианта дальнейшего развития Арктики – либо проектный, либо региональный. *«У каждой из компаний свой KPI, но системного понимания, как будут взаимодействовать между собой несколько проектов, реализуемых в пределах одной арктической территории, нет. Можно было бы оптимизировать определённые проекты за счёт совместного использования инфраструктуры»,* – предлагает замминистра. По его мнению, проектный подход позволит впервые в истории перейти от отраслевого к территориальному планированию развития экономики.

Анализ приоритетных проектов, проведённый Минэкономразвития и Министерством природных ресурсов, показал, что в Арктической зоне РФ две трети из них приходится на геологоразведку, добычу и переработку полезных ископаемых.

В рамках Деловой сессии на федеральном форуме «Арктические дни в Москве», проходившей в ноябре, обсуждалась идея совместить опорные зоны и минерально-сырьевые центры. Эта концепция продвигается Минприроды. *«Минерально-сырьевые центры могли бы стать точкой роста в рамках формирования опорных зон развития Арктики. Мы говорим о новом договоре между государством и бизнесом, когда государство через имеющиеся у него*

инструменты, по сути, снимает инфраструктурные ограничения и увеличивает возможности для инвестиций. А бизнес соответственно берёт на себя обязательства по инвестированию в эти проекты под обязательства государства и по развитию каких-то социальных проектов, если таковые есть», – отметил Цыбульский.

По словам министра природных ресурсов Сергея Донского, ещё в 2010 г., когда утверждалась стратегия работы геологической отрасли, Минприроды предложило инновационный подход, заключающийся в программно-целевом планировании геологического изучения и использования МСБ в пределах минерально-сырьевых центров. Их предполагалось формировать с учётом наличия транспортной и энергетической инфраструктуры. Основу должны были составлять месторождения, находившиеся на разных стадиях разработки, но связанные между собой пунктами отгрузки сырья и общей инфраструктурой – железнодорожной, трубопроводной или морской.

«Арктические проекты, как правило, изолированы от региональной транспортной и энергетической инфраструктуры. Они должны развиваться на основе создания новых территориальных образований, создавать собственную систему обеспечения вывоза продукции. Яркий пример – Норильск, где ГМК «Норильский никель», градообразующее металлургическое предприятие, занимался решением транспортных задач для обеспечения производства. Потребность в постоянном вывозе необходимой стране продукции дала импульс развитию российского атомного флота и организации круглогодичной навигации в западном секторе Арктики», – отметил С. Донской, выступая на Деловой сессии.

СМП ПРИРАСТАЕТ УГЛЕВОДОРОДАМИ

По мнению министра, сегодня Арктика требует общих усилий – прежде всего, в деле ликвидации инфраструктурных ограничений. Один из примеров – развитие порта Сабетта, где государство в лице Росморпорта проводило дноуглубительные работы. Это позволило обеспечить безопасность мореплавания и возможность захода в Обскую губу морских судов большого водоизмещения. В результате вырос поток грузов не только для проекта «Ямал СПГ», но и для «Газпром нефти» и «Газпрома».

Как отметил С. Донской, Обская губа стала местом перевалки с морских на



речные суда крупногабаритных грузов для Павлодарского и Войцеховского НПЗ в Казахстане. Но сейчас в этом регионе наблюдаются сложные погодные явления. Министр считает необходимым развивать здесь мониторинг и переходить к краткосрочному прогнозированию ледовых условий во всей акватории Северного морского пути. Росгидромет понимает сложившиеся проблемы и готов приступить к конструктивному сотрудничеству с компаниями. Есть осознание того, что сложный рельеф Обской губы требует постоянного мониторинга, за что планирует взяться Росгеология в лице своих специализированных предприятий.

Пик грузоперевозок по Севморпути составлял порядка 6–7 млн т в год и пришёлся на конец 1980-х. Однако после развала Советского Союза объёмы транспортировки сократились до 1,5 млн т. По мере развития сырьевых проектов в Арктике грузопоток рос. По итогам прошлого года он составил 5,432 млн т.

К середине сентября 2016 г. объём перевозок по Севморпути достиг 4,36 млн т, из них транзит – 208,5 тыс. т. По прогнозам, уже в следующем году может произойти существенный рост данного показателя, а в ближайшее время трафик способен побить советские рекорды. Так, первая очередь «Ямал СПГ» к 2018 г. должна дать 5,5 млн т сжиженного газа в год, а суммарно все три очереди к 2020 г. выйдут на 16,5 млн т, не считая попутных продуктов.

«Газпром нефть» уже третий год вывозит по СМП нефть с Новопортовского месторождения. Благодаря запуску нового морского терминала компания планирует довести объём транспортируемого сырья до 8 млн т в год. Есть надежды, пусть и слабые, что через 2–3 года заработает

Пайяхское месторождение на Енисее, между Дудинкой и Диксоном. В этом году стартовала перевозка угля с месторождения в районе Диксона. Там планируется построить терминал, рассчитанный на отгрузку 10 млн т угля в год.

Согласно радужному прогнозу Минтранса, уже в 2018 г. объём перевозок по Северному морскому пути составит 33,8 млн т. Министерство по развитию Дальнего Востока рапортует, что к 2030 г. поток только российских грузов достигнет 51 млн т в год. А с учётом межрегиональных транзитных потоков данный показатель может превысить 70 млн т. «Атомфлот», обеспечивающий ледокольную проводку, готовится к грузообороту по СМП на уровне 30 млн т в год к 2020 г.

Значительную часть этих грузов должны будут обеспечить новые проекты, прежде всего связанные с добычей углеводородов. «Порт Сабетта становится центром северных углеводородных проектов и обязательно будет двигателем морского судоходства. Это позволит нам эффективно поставлять нашу продукцию на рынки Тихого океана, чем мы основательно займёмся в ближайшие 3–5 лет», – утверждает глава «Атомфлота» Вячеслав Рукша.

Для обеспечения возрастающего объёма перевозок потребуются новые ледоколы. На Балтийском заводе в Санкт-Петербурге полным ходом идёт строительство ледоколов проекта 22220.

ЯМАЛЬСКИЙ ДРАЙВЕР «НОВАТЭКА»

Планируемые на шельфе арктических морей проекты являются зоной стратегических интересов российских компаний. Предполагается, что в этом регионе

будет сформирован крупный центр добычи углеводородов, который в перспективе станет одним из ведущих в России.

По словам заместителя председателя правления «НОВАТЭКа» Дениса Храмова, проект «Ямал СПГ», реализуемый в сотрудничестве с рядом иностранных компаний (у российской стороны – 50,1%, у Total и CNPC – по 20%, у Silk Road Fund – 9,9%), выполняется в строгом соответствии с графиком и бюджетом. Проект реализуется на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения. Готовность строящегося завода по сжижению газа составляет 70%, первой линии – 85%. Третий сезон работает порт Сабетта, где действуют 6 постоянных и 9 временных причалов. На них уже доставлено 10 млн т грузов. Через международный аэропорт Сабетта к сентябрю этого года перевезено 150 тыс. пассажиров, выполнено 10 тыс. рейсов. До конца текущего года планируется запустить первую очередь мощностей на собственной электростанции.

По словам Д. Храмова, стратегически выгодное положение проекта позволит организовать поставки газа в обоих направлениях – в Европу и страны АТР. Часть сжиженного газа не будет привязана к какому-либо региону, а станет реализовываться на открытом рынке. Проект «Ямал СПГ» оценивается в 27 млрд долларов. По уверениям топ-менеджеров, все вопросы его финансирования «почти сняты».

Между тем, правительство утвердило комплексную программу по разработке газовых запасов на Ямале и Гыдане. Ре-

сурсный потенциал Обской и Тазовской губ составляет 20 трлн м³ разведанных запасов, которые могут обеспечить поставки 70 млн т СПГ в год. Следующий проект «НОВАТЭКа» – «Арктик СПГ 2» (с аналогичной мощностью – 16,5 млн т в год) – будет реализован на другой стороне Обской губы, на полуострове Гыдан.

Завод предполагается ввести в строй в 2022–2025 гг. Газ для сжижения станет поступать с Салмановского (Утреннего) и Геофизического нефтегазоконденсатных месторождений. Их запасы по категориям С₁ + С₂ компания оценивает в 1,2 трлн м³ газа и 50,5 млн т жидких углеводородов. Капитальные вложения в строительство нового предприятия составят более 10 млрд долларов. Участием в финансировании «Арктик СПГ 2» уже заинтересовались японские банки, в частности Tokyo-Mitsubishi, Sumitomo Mitsui и Mizuho.

В рамках проекта «Арктик СПГ 2» предполагается использовать метод модульного строительства. Завод по сжижению газа будет размещён на гравитационных платформах, которые планируется построить на Кольской верфи. Таким образом, будет реализован принцип локализации производства оборудования.

«НОВАТЭК» собирается возвести в Мурманской области, на западном берегу Кольского залива, собственную судостроительную верфь, где будут созданы мощности по производству бетона, сбору металлоконструкций и опалубки. На эти цели компания намерена выделить свыше 25 млрд рублей. Проект верфи получил статус государственного, а в Мурманской

области – стратегического. Он предполагает инфраструктурное развитие региона и создание новых рабочих мест. Как сообщают представители компании, работы по строительству Кольской верфи уже начались.

В дальнейшем собственные судостроительные мощности могут быть использованы «НОВАТЭКом» для производства и обслуживания арктических морских сооружений самого разного назначения.

АРКТИЧЕСКАЯ ЭПОПЕЯ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

«Газпром нефть» – одна из немногих в мире компаний, ведущих промышленную добычу в суровых условиях Арктики. По словам заместителя генерального директора по развитию шельфовых проектов Андрея Патрушева, компания намерена и в дальнейшем удерживать лидерство в разработке арктического шельфа. Как рассказал российский топ-менеджер, выступая в ходе «Русского дня» на международной конференции Offshore Northern Seas (ONS-2016) в норвежском Ставангере, уже сейчас по объемам прироста добычи углеводородов «Газпром нефть» занимает первое место в российской нефтегазовой промышленности. Так, в 2015 г. добыча выросла на 20% и достигла примерно 80 млн т н. э., а за последние пять лет она увеличилась на 39%.

Объемы доказанных запасов «Газпром нефти» – 1,5 млрд т н. э. – ставят её в один ряд с крупнейшими нефтяными компаниями мира. Она ведёт активные геологоразведочные работы как в традиционных нефтяных провинциях, так и на шельфе РФ. Нужно отметить, что первая морская скважина была пробурена компанией (тогда именуемой «Сибнефтью») на шельфе Анадырского залива, у берегов Чукотки. Сегодня же ей принадлежит первый реализованный нефтяной проект в Арктике – освоение Приразломного месторождения.

Нефть нового российского сорта Arctic Oil была впервые отгружена с платформы в апреле 2014 г. Она характеризуется высоким содержанием битумов и низким содержанием парафинов, имеет большое число фракций, используемых при производстве масел, и легко транспортируется. Нефть подходит для глубокой переработки на сложных технологических НПЗ в Северо-Западной Европе.

24 октября 2016 г. с морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» был отгружен сороковой танкер с нефтью. На конец ноября накопленная





«Газпром нефть»

добыча на месторождении составила 20 млн баррелей. Напомним, что запасы Приразломного превышают 70 млн т. Это позволяет достичь годового уровня добычи в 4,8–6 млн т.

ООО «Газпром бурение» построило на месторождении восемь скважин. В ближайшей перспективе там будет пробурено ещё 5 эксплуатационных скважин. Всего же, согласно проекту, на Приразломном намечается пробурить 32 скважины. «Приразломное – флагман арктических проектов, уникальный опыт как для России, так и для зарубежья. Строительство платформы было успешно реализовано на российских производственных мощностях. Наша промышленность, отечественные заводы позволяют осваивать амбициозные шельфовые проекты в условиях Арктики», – утверждает А. Патрушев.

Портфель «Газпром нефти» включает сегодня целый ряд геологоразведочных проектов. Компания является держателем лицензий на пять участков на шельфе Арктики. В частности, большие перспективы связываются с освоением Долгинского нефтяного месторождения и Северо-Западного лицензионного участка в Печорском море. Площадь Долгинского – свыше 1 тыс. км², глубина воды – 21–46 м, а Северо-Западного – около 9 тыс. км² и 25–187 м.

«Согласно планам, на участках будут проведены сейсморазведочные работы 2D и 3D, организовано бурение поисково-разведочных скважин. На государственном балансе извлекаемые запасы Долгинского месторождения составляют более 200 млн т нефти. Объём ресурсов перспективных поисковых объектов оцени-

вается в 875 млн т н. э. В соответствии с лицензионными обязательствами у нас на ближайшее время запланировано бурение двух поисково-разведочных скважин в Печорском море», – рассказывают специалисты компании.

Сложность разработки открытого ещё в 1999 г. Долгинского обусловлена его необычной геологической структурой. Месторождение напоминает вытянутую на значительное расстояние кишку. Это потребует бурения большого числа скважин и использования нескольких добывающих платформ. Ранее компания анонсировала планы бурения на Долгинском до 100 скважин. Его ввод в эксплуатацию намечался в районе 2021 г., но падение цен на нефть приостановило реализацию данного проекта.

Сейчас компания рассматривает несколько вариантов продолжения геологоразведки на Долгинском, включая доразведку северной части месторождения с уходом на большую глубину бурения, в нижний девон. Тем самым «Газпром нефть» рассчитывает увидеть на шельфе продолжение богатых нефтеносных геологических структур соседней Тимано-Печоры. Дело в том, что последняя скважина, пробуренная на месторождении, показала приток газоконденсата, что вызвало жаркие дискуссии между экспертами и призывы пересмотреть прогнозы нефтяного потенциала Долгинского.

В северной части Баренцева моря «Газпром нефть» планирует геологоразведку на Хэйсовском лицензионном участке. Его площадь – 8,4 тыс. км², он расположен на глубине воды до 500 м. По словам представителей ВИНК, объём

мы извлекаемых ресурсов в пределах данного участка оцениваются более чем в 2 млрд т н. э. Здесь уже выполнены сейсмические работы 2D на площади 15 тыс. пог. км. Планируется дополнительная сейсмика 2D в объёме 220 тыс. пог. км, а затем проведение сейсмических работ 3D с целью выявления оптимальных точек для бурения скважин.

На шельфе Чукотского и Восточно-Сибирского морей у «Газпром нефти» есть право на разведку и разработку Северо-Врангелевского лицензионного участка площадью 170 тыс. км². Это уникальный объект, обладающий огромным потенциалом обнаружения запасов углеводородов. По информации представителей компании, объём геологических ресурсов превышает здесь 3 млрд т н. э. Глубина моря варьируется от 20 до 90 м. «Существующие технологии позволяют обустроить и добывать углеводороды в данном регионе. Несмотря на то что мы получили этот участок с определённым объёмом геологической информации, в планах компании дополнительно его изучить и провести сейсмику 2D в объёме 40 тыс. пог. км, а затем сейсмику 3D и бурение скважин», – заявляют в компании.

Но при этом представители «Газпром нефти» отмечают ряд проблем, связанных с освоением арктических месторождений. Прежде всего, это значительная удалённость (более 750 км) перспективных месторождений от существующей инфраструктуры – пограничных пунктов пропуска, вертодромов, базы обеспечения. К тому же необходимость сооружения этих объектов ведёт к удорожанию проектов.

Также можно отметить отсутствие у сервисных компаний собственных сервисных баз в арктическом регионе, что приводит к необходимости доставки оборудования из других регионов. Да и в целом в Арктике наблюдается недостаточная конкуренция между подрядчиками практически по всем сегментам.

Таким образом, нефтяная дочка «Газпрома», несмотря на санкции, ограничившие развитие арктических и глубоководных проектов на шельфе России, а также низкие цены на сырьевых рынках, пока не отказывается от новых морских проектов в Арктике. Компания готовится к реализации нескольких геологоразведочных проектов в Баренцевом, Печорском, Восточно-Сибирском и Чукотском морях. В её планах – выполнение больших объёмов сейсмики и бурение нескольких скважин на шельфе арктических морей. ■

Специальный партнер:

Стратегический партнер:

Организатор:

СИБУР



Новый Поток
Антипинский НПЗ

VOSTOCK CAPITAL

III СЕРИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ВИЗИТОВ И ИНТЕРАКТИВНЫХ ДИСКУССИЙ



**1-3 МАРТА 2017,
ТЮМЕНЬ**

СТРОИТЕЛЬСТВО И МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ, ГПЗ И НХП

НОВОЕ! Технические визиты на
Антипинский НПЗ, СИБУР Тобольск и ЗапСибНефтехим

Среди докладчиков и VIP гостей 2016:



Юрий Гросс

Заместитель генерального
директора по строительству и
инжинирингу

Антипинский НПЗ



Станислав Шевкунов

Начальник управления по
переработке газового конденсата,
Департамент добычи и
переработки газа и конденсата,

НОВАТЭК



Владимир Капустин

Генеральный директор
ВНИПНефть



Дмитрий Бедарев

Заместитель директора
ДУПМН, Директор по
планированию,

Башнефть

Среди участников 2017:

СИБУР



**ГАЗПРОМ
НЕФТЬ**

TATNEFT



Бронзовые спонсоры 2017:



РЕКЛАМА



www.oilandgasrefining.ru

Нефтяники «на облаке»

Компания Honeywell предлагает передовые решения, повышающие эффективность реализации новых проектов и сокращающие сроки их выполнения

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Падение нефтяных цен в последние два года заставило многие компании задуматься о сокращении своих инвестиционных программ. Некоторые из них вынуждены отказаться от новых проектов и активно урезать текущие расходы на уже действующих объектах. Но существует и другой способ повышения экономической эффективности производства – внедрение принципиально новых подходов в сфере управления и автоматизации.

Это ярко проиллюстрировала 28-я конференция Honeywell Users Group (HUG) для заказчиков подразделения «Промышленная автоматизация» компании Honeywell, прошедшая осенью этого года в Гааге. В ходе её проведения представители и самой компании, и промышленных предприятий из многих стран мира, в том числе из России, на конкретных примерах продемонстрировали, как внедрение современных технологических решений может привести к снижению издержек и повышению эффективности бизнеса.

Технологии, уже имеющиеся в арсенале Honeywell, способны значительно сократить время и затраты в процессе проектирования и строительства новых объектов. Они также помогают оптимизировать уже действующее производство, вывести оборудование на максимальные режимы функционирования, существенно снизить риски возникновения аварийных ситуаций и вызванных ими простоев.

А уже в недалёком будущем, благодаря внедрению промышленного Интернета вещей, станет возможным построение «облачных» моделей идеального производства. Это позволит без лишних расходов добиться 100-процентной отдачи от имеющихся активов.



КАК ПОМОЧЬ ЗАКАЗЧИКАМ?

Как отмечает Вимал Капур, президент подразделения «Промышленная автоматизация» компании Honeywell, в последнее время перед промышленными предприятиями возникает целый ряд серьёзных рисков. Прежде всего, это высокие капитальные затраты. Существует множество примеров, когда те или иные проекты выполнялись с многократным превышением первоначального бюджета. При этом



Президент подразделения «Промышленная автоматизация» компании Honeywell Вимал КАПУР

удлинялись сроки их реализации, а полученные результаты всё равно не соответствовали первоначальным ожиданиям. Было проведено множество исследований, посвящённых проблеме неэффективности таких капиталовложений. Один из выводов, к которому пришли аналитики, заключается в том, что наиболее частая причина фиаско – недостаточная стандартизация процессов. Это касается как строительства новых объектов, так и их автоматизации. В большинстве случаев АСУ ТП создаются под нужды каждого конкретного клиента и не являются стандартизированными. А это приводит не только к их удорожанию, но и к более длительным срокам работ. В результате может затянуться весь проект. Но, как подчёркивает В. Капур, сегодня имеется большой потенциал ускорения процесса автоматизации.

Ещё одна очень важная проблема – производительность предприятий. К примеру, в химической промышленности она составляет в среднем 75% от установленной мощности. И только лучшие предприятия отрасли приближаются к отметке в 90%. Это обусловлено не только необходимостью проведения плановых капитальных ремонтов, но и многочисленными внеплановыми остановами, которые в итоге ведут к потере продукции и времени. А значит – к убыткам для бизне-

са. Поэтому важная задача – изучить первопричины таких неожиданных сбоев и найти способы их предотвращения.

А для этого надо повысить общую надёжность и предсказуемость технологических процессов. Только так можно выйти на максимальные результаты по итогам каждой смены, каждого рабочего дня. Конечно, добиться этого непросто. Но у Honeywell есть для этого готовые решения. В частности, операторские тренажёры, которые повышают эффективность труда сотрудников, учат их работать с максимальной отдачей. Ведь можно внедрить самые современные технологии, но в конечном итоге очень многое зависит от того, как люди их эксплуатируют.

Ещё одна проблема – интеграция производства. Не секрет, что процесс укрупнения бизнеса в глобальном масштабе продолжается. Многие компании приобретают новые предприятия, заводы. Как обеспечить их гладкое, что называется, бесшовное вхождение в структуру материнской компании? Honeywell предлагает решения, позволяющие управлять таким переходом, организовывать эффективные цепочки поставок. И это ведёт к повышению рентабельности всего бизнеса.

Важнейшим аспектом остаётся промышленная безопасность. Основная часть крупных промышленных предприятий добилась в этой сфере значительных успехов. Но, как известно, много безопасности не бывает. И Honeywell всегда готова предложить клиентам свои разработки в этой сфере.

Есть и один общий элемент, который связывает все вышеперечисленные задачи, – это навыки и мастерство. Технологии с каждым годом становятся всё более сложными. А то поколение людей, которое управляют нынешними системами АСУ ТП, очень скоро начнёт выходить на пенсию. И далеко не всегда имеется достойная смена. К тому же новое поколение «с колыбели» привыкло к новым технологиям и, как правило, не всегда хочет всё изучать с азов. В результате возникает угроза потери бесценного человеческого опыта. Поэтому в Honeywell разработали решения, позволяющие передать опыт и навыки следующим поколениям. Она уделяет очень большое внимание обучению сотрудников компаний-заказчиков, стремится вывести их новый уровень мастерства.

Три «камня» новой концепции

По каждому из перечисленных направлений созданы продукты Honeywell. Об этом в ходе конференции рассказал вице-пре-



Вице-президент и технический директор подразделения «Промышленная автоматизация» Джейсон Урсо

идент и технический директор подразделения «Промышленная автоматизация» Джейсон Урсо.

Так, несколько лет назад была разработана концепция рационального выполнения проектов по автоматизации – Leap Execution of Automation Projects (LEAP), – с помощью которой можно сократить сроки их реализации на несколько месяцев. Она базируется на трёх краеугольных «камнях» – интегрированных технологиях.

Первая из них – так называемый облачный инжиниринг (Cloud Engineering). Он позволяет перед началом каждого проекта проанализировать все процессы в комплексе, то есть как бы посмотреть на будущий объект с высоты птичьего полёта. Конфигурирование системы может производиться в дата-центрах. За счёт этого специалисты могут работать над проектом удален-

но, не собираясь вместе в единой точке. То есть возникает ощутимая экономия на командировочных расходах. «На облаке» проводятся и виртуальные приёмочные испытания. Таким образом, можно протестировать работу промышленного объекта даже без реального оборудования.

Второй «камень» – это универсальные модули ввода/вывода Universal IO. Как правило, система АСУ ТП на любом крупном предприятии включает в себя множество отдельных шкафов с модулями ввода/вывода сигналов. Это источник постоянной «головной боли» для специалистов по автоматизации, любые изменения в си-

стеме превращаются в сложный квест. Поэтому и появилась идея создать стандартный модуль ввода/вывода сигналов. В этом случае значительно облегчается процесс проектирования. Если уже на завершающей стадии появляется какой-то новый модуль, то не надо думать, как и в какой шкаф его «воткнуть». Любые изменения производятся абсолютно безболезненно, без каких-либо модификаций непосредственно в «физическом» оборудовании.

Наконец, третий «камень» – это виртуализация (Virtualization). Благодаря её использованию проектанты новых технологических процессов перестают зависеть от аппаратной части, от железа. Проектирование можно вести в виртуальной среде. В итоге появляется возможность заказывать оборудование гораздо позднее, на заключительных этапах проекта, и тем са-





мым опять-таки экономить средства. Большой плюс принципа LEAP заключается ещё и в том, что он позволяет отслеживать все изменения, которые вносились в проектную документацию на всём протяжении её подготовки.

Хотя реализация концепции LEAP началась ещё несколько лет назад, фактически только в последнее время стали очевидны её полномасштабные преимущества. Она становится сейчас очень популярной, всё больше заказчиков используют именно такие подходы к реализации проектов. Один из примеров – проект «Тенгизшевройл». Это казахстанское СП, в которое входят Chevron, ExxonMobil, LukArco («ЛУКОЙЛ») и «КазМунайГаз». Его объёмы добычи составляют 300 тыс. баррелей в сутки. Причём характерная черта данного проекта – большие расстояния между отдельными объектами, соответственно, большое число точек ввода/вывода данных. Интегрировать всё это в единую систему – очень сложная задача. Но Honeywell за неё взялась. В результате будет создано крупнейшее в мире автоматизированное производство, оборудованное системами этой компании.

По мнению специалистов, если бы в рамках данного проекта не использовались концепции Universal IO и виртуализации, то он реализовывался бы с большим отставанием от графика. Потому что любое изменение в проектных решениях такого уровня сложности означало бы очень серьёзные потери времени.

Концепция LEAP постоянно совершенствуется. Сейчас она расширена до уровня LEAP 2.0.

Ключевым элементов систем АСУ ТП с момента их зарождения в 1970-е является интерфейс, то есть отражение полученных

измерений в доступной для оператора форме. Когда-то это были отдельные панели, сегодня настала эпоха высокотехнологичных консолей.

Консоли Experion Orion, предлагаемые компанией Honeywell, хорошо известны во всём мире, они уже доказали свой высочайший уровень качества и используются на многих производствах. Причём процесс их совершенствования не прекращается. Сейчас Honeywell фактически переходит к новой концепции операторской консоли, которая позволяет повысить эффективность труда оператора, сократить время его реагирования на нештатные ситуации.

Кроме того, новая концепция решает болезненную проблему нехватки квалифицированных кадров. Как известно, вновь созданные предприятия часто сооружаются в удалённых и труднодоступных местах, куда поедет далеко не каждый высококлассный специалист. Но консоли Experion Orion дают возможность создавать операторную не непосредственно на самом объекте, а за сотни и тысячи километров от него, например в центральном офисе компании.

Honeywell помогает своим клиентам решить и ещё один важный вопрос – беспрепятственный переход на новое поколение систем управления. Разработаны специальные решения, облегчающие процесс миграции без временной потери функциональности АСУ ТП.

Три года назад в арсенале Honeywell появилась сервисная программа Assurance 360, которая является частью технологий ПоТ и включает в себя комплекс услуг по обслуживанию, поддержке и обновлению систем управления. Данная программа представляет собой инновационный под-

ход к поддержанию работоспособности производственных активов и пользуется большой популярностью у заказчиков.

АВТОМАТИЧЕСКИЕ «ВЕСТИ С ПОЛЕЙ»

Но все перечисленные решения касаются, что называется, верхнего уровня автоматизации. А можно ли полноценно интегрировать полевые контрольно-измерительные приборы (КИП) в современные системы управления? Опыт Honeywell показывает, что вполне.

Специалисты компании проводят тут яркую и понятную аналогию с обычным офисным принтером. Ещё лет 15 назад сконфигурировать его было не так-то просто. У принтера имелся отдельный выход, который при помощи специального кабеля подсоединялся к соответствующему входу на компьютере. Потом надо было установить на компьютер нужный драйвер и подождать, пока он позволит двум устройствам «узнать» друг друга. Всё это время, около 30–40 минут, принтер простаивал. Возможно, в офисных условиях это и не критично, не тем не менее...

И вот, наконец, появляется USB-формат – абсолютно новый и поистине революционный подход к конфигурированию периферических устройств. Теперь достаточно воткнуть в стандартное «гнездо» универсальный USB-кабель, и компьютер с принтером начинают взаимодействовать. Программное обеспечение обновляется автоматически. Это занимает несколько секунд, и вы уже можете пользоваться принтером. Причём за последние 15 лет принтеры значительно усложнились – они уже, как правило, включают в себя и функции сканеров.

Такой же подход можно применить и в отношении полевого КИПа. Сейчас процесс его конфигурирования по-прежнему напоминает алгоритм подсоединения принтера полтора десятилетия назад, до появления USB. Мало просто подключить датчик, надо встроить его в систему управления, и только после этого он начнёт передавать какую-то полезную информацию. При этом требуется целый ряд сложных проверок и тестирований, что ведёт к большим затратам ручного труда. Очень часто один оператор должен работать «в поле» и координировать свои действия с другим оператором, находящимся в операторской. Нередко показания приборов фиксируются вручную, на бумаге.

В нынешнем году компания Honeywell представила новейшую версию АСУ ТП Experion® Process Knowledge System (PKS)

Orion. Решение помогает промышленным предприятиям по всему миру дополнительно оптимизировать процессы реализации проектов автоматизации, сокращать время ввода в эксплуатацию контуров управления, сводить к минимуму эксплуатационные риски и т. д.

Одной из её отличительных особенностей является возможность автоматизированного ввода устройств и приборов в эксплуатацию. Как уже отмечалось, в процессе инжиниринга «на облаке» полностью проверяется конфигурация всех систем управления ещё до того, как установлено само оборудование. А затем можно взять данную конфигурацию и просто перенести её на реальные элементы КИПа, например на те или иные контроллеры.

Функция автоконфигурации позволяет прибору самому сообщить о своём подключении, как в примере с USB-портами. Точно так же можно автоматизировать процессы конфигурации, задания входов/выходов, тестирования и т. д. В результате всё это занимает считанные минуты, а выигрыш в производительности оказывается десятикратным. Кроме того, автоматизация позволяет избежать потенциальных ошибок, которые возможны при ручной проверке.

Одновременно снимается и ещё одна важная проблема – документирование. Как правило, с первого дня работы той или иной автоматизированной системы начинают накапливаться различные отчёты, постепенно превращающиеся в бумажные горы. А современная система Honeywell позволяет вовсе обойтись без бумажной документации. Она сама формирует отчётность по каждому элементу. И можно, к примеру, в любой момент посмотреть, какой КИП подключён к какому контуру и как это отражается на работе всей технологической установки.

До недавнего времени существовал целый класс устройств, которые находились как бы вне общей схемы автоматизации. Это электроэнергетические устройства, в частности системы питания, которые являются одним из самых «узких мест» любого проекта. К примеру, системы противаварийной защиты или аналогичные им требуют двойного резервирования. Обеспечить его достаточно сложно, особенно на последних этапах реализации проекта.

Expregion PKS Orion стала первой распределённой системой управления с поддержкой технологии контроля и управления электроэнергетическими системами, включая поддержку требований стандарта IEC 61850.

Ещё один перспективный продукт Honeywell – программируемый логический контроллер (ПЛК) ControlEdge. По заверениям специалистов компании он обладает очень высокими характеристиками. В частности, его можно подключать к оборудованию, которое работает с высокой частотой оборотов. Но главное его преимущество в другом.

Дело в том, что ПЛК, как правило, имеют собственный цикл обновления (апгрейда), который далеко не всегда совпадает с жизненным циклом автоматизированных систем управления. Поэтому нередко приходится заменять все ПЛК ещё задолго до того, как настанет время модернизировать всю АСУ.

решает огромное количество своих повседневных проблем.

А вот промышленное производство, конкретные технологические установки в большинстве своём к Интернету пока не подключены. И в Honeywell задумались о том, имеет ли смысл это делать? Насколько будет велик риск кибератак? Удастся ли обеспечить надёжную защиту информации, да и самих технологических объектов?

Однако, несмотря на все риски, концепция промышленного Интернета вещей настойчиво пробивает себе дорогу в жизнь. Поэтому пора переходить от теоретических рассуждений к разработке конкретных технологических подходов. Причём, как подчеркивают в Honeywell, это должна быть



Новый же ПЛК ControlEdge основан на концепции LEAP. Его также можно конфигурировать ещё «на облаке» и за счёт этого значительно сокращать сроки реализации проектов. Иными словами, ПЛК становится естественным продолжением системы управления.

ПОРА НА «ОБЛАКО»?

Но все перечисленные решения, несмотря на их инновационность, – это день сегодняшней. А что ждёт отрасль завтра? По мнению представителей Honeywell, будущее за так называемым промышленным Интернетом вещей (англ. Industrial Internet of Things, IIoT). Недаром именно IIoT стал лейтмотивом и центральной темой конференции HUG.

Не секрет, что с появлением Интернета наш мир радикально изменился. Сегодня мы не можем представить себе рабочий процесс без подключения к глобальной сети. Смартфоны проникли в каждый уголок нашей жизни, с их помощью человек

эволюция, а не революция. То есть постепенные изменения. Не нужно «сносить под ноль» действующие АСУ ТП и устанавливать новые суперсовременные системы.

В мае нынешнего года в структуре подразделения «Промышленная автоматизация» появилось направление – Digital Transformation («Цифровая трансформация»). Его задача – помочь заказчикам использовать возможности Интернета вещей в промышленности. В первую очередь речь идёт о внедрении технологий сбора и анализа огромного массива данных, поступающих от полевых КИПа.

Безусловно, современные АСУ ТП «обучены» собирать данные из различных источников в режиме реального времени. Как правило, на их основе формируется база данных и затем представляется в табличном формате. Теоретически на её основе можно составлять отчёты, делать какие-то выводы. Но на практике табличный формат крайне неудобен. Нередко все широкие возможности автоматизированных

систем оказываются просто ненужными, так как на предприятии всего один-два сотрудника могут правильно анализировать таблицы Excel.

И здесь технология ИТ открывает принципиально новые возможности. Если раньше данные хранились «внутри» отдельного производства или установки, то сейчас их можно экспортировать «в облако» и уже там проводить какую-либо усовершенствованную аналитику. Например, можно будет построить виртуальную модель завода и посмотреть, как он должен работать по максимуму, в идеальном случае. А затем выяснить, почему этот идеал пока недостижим в реальности.

Как правило, поставщики отдельных видов оборудования, – допустим, компрессора или насоса – знают, как вывести их

ки запасных частей. Если в результате обильных вычислений выясняется, что та или иная деталь вскоре выйдет из строя, происходит её автоматический заказ в условном «Интернет-магазине». При этом система позволяет сравнивать цены поставщиков и условия доставки. В результате предприятие может сэкономить значительные суммы. Одним словом, концепция ИТ даёт возможность более эффективно эксплуатировать автоматизированные системы в целом.

Относительно недавно компания также презентовала мобильное приложение Honeywell Pulse. С его помощью инженеры и менеджеры могут в режиме реального времени получать прямо на свои смартфоны сведения о наиболее важных производственных показателях.



на максимальный уровень производительности. Но, когда это оборудование встроено в единую производственную цепочку, далеко не всегда удастся добиться оптимального режима. Теперь же, благодаря Интернету вещей и облачным вычислениям, можно выйти на следующий уровень аналитики и оптимизировать уже всю технологическую установку в целом.

Есть и другие возможности, которые открывает концепция ИТ. Например, «облачная» аналитика поможет избежать возможных аварий за счёт своевременного выявления неисправного оборудования, опасных процессов и других рисков. Снижается также общая стоимость владения автоматизированными системами. Это происходит благодаря экономии рабочих часов ИТ-специалистов.

Яркий пример преимуществ промышленного Интернет вещей – онлайн-закуп-

Конечно, тут возникает уже упомянутая проблема кибербезопасности. Но и здесь разработчики не стоят на месте. Как шутят в Honeywell, когда был изобретён автомобиль, вряд ли кто-нибудь мог представить себе такой аксессуар, как подушка безопасности. То же самое происходит в системе автоматизации. Промышленный Интернет вещей уже становится реальностью, а значит, и у него появится своя «подушка безопасности».

В частности, в Honeywell был разработан продукт Industrial Cyber Security Risk Manager – цифровая информационная панель для автоматического мониторинга, оценки и управления рисками возникновения киберугроз. Но постоянное отслеживание новинок хакерского и, соответственно, антивирусного софта требует немалых усилий штатных ИТ-специалистов. А система Cyber Security Risk Manager вы-

полнит эту работу сама, найдёт все уязвимые точки в «операционке» заказчика и предложит возможные решения, необходимые для принятия надлежащих ответных мер в случае угроз.

Конечно, важно повышать и культуру кибербезопасности. Ведь ни одно предприятие сегодня не будет пренебрегать системами промышленной безопасности. От их надёжности зависят жизнь и здоровье персонала, а также репутация компании. То же самое должно касаться и систем защиты от хакерских атак. Они должны стать неотъемлемой частью корпоративной культуры.

«ОБЛАКО» НАД РОССИЕЙ

Безусловно, возникает вопрос: насколько все эти передовые разработки Honeywell востребованы в России? Как отмечает исполнительный директор подразделения «Промышленная безопасность» Алексей Зенкевич, технологии Honeywell уже широко внедряются на отечественных предприятиях нефтегазового комплекса, в частности на Туапсинском НПЗ («Роснефть») и «Киришинефтеоргсинтезе» («Сургутнефтегаз»).

Недавно один из проектов был реализован также на Антипинском НПЗ. Данное предприятие создано около 10 лет назад и сегодня относится к числу лидеров в стране по глубине переработки сырья. В 2013 г. в рамках строительства III очереди завода было принято решение использовать систему Honeywell Experion® Process Knowledge System (PKS) для управления технологическим процессом и объектами общезаводского хозяйства.

Результаты этого партнёрства оказались успешными для обеих сторон. Благодаря внедрению данных решений повысилась эффективность завода. Появилась возможность осуществлять модернизацию оборудования и переход на новые системы управления без остановки производства, что позволяет экономить время и трудозатраты операторов.

Компания ведёт переговоры и с другими потенциальными заказчиками о внедрении своих продуктов в производство российских НПЗ. Поскольку сейчас в РФ планируется сооружение ряда новых крупных объектов (в частности, Амурский ГПЗ, Балтийский СПГ), разработчики автоматизированных систем управления вряд ли останутся без работы. Хотя и конкуренция на российском рынке между крупнейшими компаниями постоянно обостряется.

Да и в сфере нефтедобычи перспективы Honeywell весьма обнадеживающие. В частности, совместно с одной из россий-

ских ВИНК реализуется пилотный проект по созданию так называемого цифрового месторождения.

Большой интерес российских заказчиков, присутствовавших на конференции, вызвали и «облачные технологии» Honeywell.

Правда, будущее промышленного Интернета вещей в нашей стране не может не вызывать некоторых опасений. Ведь, как известно, сейчас происходит определённое «закручивание гаек» в сфере Интернета. В частности, принято государственное решение о необходимости хранения всех персональных данных россиян только на серверах, расположенных на территории РФ. А как же быть с тем самым «облаком», в котором должны накапливаться и анализироваться данные о функционировании крупнейших предприятий, имеющих стратегическое значение и представляющих потенциальную угрозу в случае техногенной аварии? Позволят ли российские законы передавать эту важнейшую информацию в дата-центры крупной зарубежной корпорации? Но представители Honeywell уверяют, что никаких проблем не возникнет. Компания уже имеет хороший опыт взаимодействия с правительственными органами других стран (а свои ограничения есть везде) и готова полностью соблюдать все законы РФ.

В настоящее время Honeywell также занимается локализацией своего производства на территории России. Так, в конце 2015 года она приобрела известную компанию Elster, которая является одним из глобальных лидеров в сфере разработки и производства газоизмерительного оборудования. В Арзамасе (Нижегородская область) находится завод «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника», который выпускает полный спектр оборудования как для коммерческого, так и для технологического учёта количества газа. В том числе высокоточные и надёжные диафрагменные новые турбинные и ротационные счётчики газа с расширенными диапазонами измерения и улучшенными метрологическими характеристиками. Они позволяют организовать приборный учёт газа с минимальными затратами и легко включаются в автоматизированные системы сбора. А с 2017 г. в Арзамасе планируется начать производство датчиков давления для нефтяной промышленности.

В конце 2017 г. на территории Федеральной особой экономической зоны промышленно-производственного типа «Липецк» Honeywell планирует открытие нового завода по производству компонентов для систем автоматизации, контроля, за-

щиты и безопасности объектов и персонала. Кроме того, компания активно укрепляет сотрудничество с ведущими университетами России, в частности с РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

При этом, как подчёркивают в компании, произошедшее в последние годы снижение цен на нефть вряд ли повлияет на масштабы деятельности Honeywell в нефтегазовой промышленности – как в глобальном масштабе, так и в России. Наоборот, владельцы нефтепромыслов и НПЗ в сложной экономической ситуации начинают активно искать способы сокращения издержек. И внедрение автоматизированных систем Honeywell – один из реальных способов этого добиться.

От глобальных задач – к локальным

В ходе конференции конкретные примеры эффективного использования технологий Honeywell приводили представители самих предприятий-заказчиков, в том числе из России. В частности, один из докладов, вызвавший большой интерес аудитории, был посвящён использованию тренажёров для подготовки операторов в компании «Татнефть».

Как отметил начальник технического отдела НГДУ «Елховнефть» Сергей Островский, в 1994 г. в составе этого НГДУ начало работать нефтеперерабатывающее управление. На сегодняшний день оно включает в себя девять установок, которые позволяют перерабатывать 440 тыс. т нефти в год.

В декабре 2015 г. был создан тренажёрный комплекс, выполненный на базе тренажёрной платформы UniSim Operations производства Honeywell. Данная платформа представляет собой интегрированный пакет симуляторов динамических процессов и средств управления, инструментальных средств и системных интерфейсов.

При этом к тренажёру со стороны «Елховнефти» был предъявлен ряд дополнительных требований. Во-первых, он должен стать технологически «открытым», то есть специалисты «Татнефти» должны иметь возможность своими силами вносить в него изменения.

Во-вторых, необходимо, чтобы тренажёрный комплекс не только обеспечивал тренинг оперативного персонала, но и играл роль «виртуального завода», то есть содействовал оптимизации технологического процесса, тестированию алгоритмов управления и противоаварийной защиты.

Был оборудован класс для подготовки и тестирования персонала, включающий

в себя автоматизированные рабочие места консольных операторов, инструктора и оператора-обходчика. Однако при реализации данного проекта выяснилось, что слабым звеном при обучении на тренажёре остаётся оператор-обходчик. Так же, как и в традиционном подходе, он отрабатывает действия по заданному алгоритму. То есть он знает, какую задвижку, на какой мнемосхеме, в каком углу необходимо закрыть или открыть. А в аварийной ситуации, происходящей в реальной жизни, он может и не вспомнить, где на установке находится эта спасительная задвижка.

В отличие от консольного оператора, оператор-обходчик всегда находится в реальных полевых условиях, его рабочее место – установка, а не операторная. Но очень часто он рассматривается как статист, только подающий реплики консольному оператору. Поэтому его подготовка на тренажёре должна стать более реалистичной, что не позволяет сделать традиционный 2D-интерфейс.

Проанализировав технологии, которые существуют на рынке, – виртуальную реальность (3D) или 2D-панораму, – специалисты «Елховнефти» остановились на последнем решении, так как оно более реалистичное и экономически обоснованное. Совместно со специалистами Honeywell были разработаны детальные требования к панорамному интерфейсу. Работа оказалась непростой. Поскольку тренажёр охватывает огромную технологическую площадку (17 колонн, 6 реакторов, 22 печи, 99 теплообменников, 12 компрессоров), в интерфейсе полевого оператора потребовалось реализовать 852 точки съёмки и 1289 активных элементов, а также применить сферическую панораму. Но реализация данного проекта позволила полноценно обучать операторов нефтеперерабатывающей установки.

Таким образом, технологии Honeywell позволяют не только осуществлять всеобъемлющую автоматизацию того или иного предприятия, но и решать вполне конкретные локальные задачи. И таких примеров в ходе конференции приводилось множество. В свою очередь, представители компании неоднократно подчёркивали, что движущей силой их бизнеса является наличие живых откликов от заказчиков. Ибо только на основе такого диалога можно обеспечить подлинный технологический прорыв, ведущий к значительному повышению эффективности нефтегазового комплекса и других отраслей экономики. ■



Синтез технаря и гуманитария

Для устойчивого развития нефтяной промышленности России необходимо формирование у нового поколения инженеров социального и экологического мышления

Виктор МАРТЫНОВ,
ректор РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина, профессор;
Андрей ЛАРИОНОВ,
директор по маркетингу инжинирингового
центра «Губкин инжиниринг»

Сегодня добыча нефти и газа обеспечивает значительную долю доходов России. С одной стороны, нефтегазовый комплекс сосредоточил в себе инновации и современные технологии, требующие от специалиста наличия высокой квалификации. С другой стороны, на объектах добычи, переработки и транспортировки нефти существует высокий риск инцидентов и происшествий, которые могут нанести огромный экономический и экологический урон.

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР РИСКА

Ни для кого не секрет, что нефтегазовое производство является техногенно опасным и дорогостоящим. Например, ущерб от аварии на платформе ВР в Мексиканском заливе измерялся десятками миллиардов долларов. По некоторым оценкам, до 7% нефти теряется при добыче и транспортировке, а объёмы нефтяных загрязнений достигают 20 млн т в год. Ликвидация разливов может стоить десятки миллионов рублей и занимать месяцы работы большого количества людей. Практика расследования аварий показывает, что зачастую виновником инцидента является конкретное должностное лицо. Причём оно нередко скрывает происшествие и пытается уйти от ответственности, демонстрируя низкую культуру и полное пренебрежение моральными и этическими нормами.

С учётом сложных погодных условий и географической изолированности объектов нефтегазовой инфраструктуры трудовому коллективу приходится непрерывно и напряжённо работать в условиях психологического давления и высокой ответственности за принятие решений. В первую очередь это касается районов Крайнего Севера и морских нефтеналивных танкеров. Работники зачастую оказываются изолированными на длительное время от культурных и социальных объектов. В этой ситуации повышаются риски употребления психотропных и наркотических средств в немедицинских целях, что может создавать угрозы безопасности и приводить к возникновению экстремальных техногенных рисков.

Исследование инцидентов показало, что поведенческий риск возникновения аварийной ситуации составляет около

30%. Он в основном обусловлен низкой дисциплиной и ошибками персонала. В связи с этим к выпускникам вузов нефтегазового профиля, кроме наличия профессиональных компетенций, предъявляются и другие требования:

- соответствие профессиональных компетенций уровню ответственности;
- способность к социальной адаптации в коллективе;
- культура межличностного взаимодействия;
- умение эффективно работать в команде;
- приверженность и следование ценностям нравственности и здорового образа жизни;
- наличие экологического и рационализаторского мышления и убеждений.

Таким образом, качество подготовки кадров для сложных и техногенно опасных производств, к которому можно отнести нефтегазовый комплекс, является определяющим фактором в процессе снижения рисков инцидентов и аварий. Сегодня государство тратит значительные средства на подготовку инженерных кадров и на создание новых рабочих мест для них. Например, недавно запущенные в эксплуатацию на Крайнем Севере нефтегазовые объекты потребовали многомиллиардных инвестиций, а стоимость создания рабочего места составила от 300 до 800 млн рублей.

При подготовке профессиональных кадров одной из важнейших задач является формирования у студентов навыка социальной адаптации при работе на опасном производстве. При этом ключевую роль в стабильности работы дорогостоящей инфраструктуры играют меры по профилактике и недопущению употребления работниками наркотических веществ. Для этого на этапе подготовки необходимо сформировать у выпускника вуза особое социальное мышление и внутреннюю установку, которая ориентирует его на здоровый образ жизни, развитие личных талантов и творческих инициатив в процессе карьеры.

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ОБРАЗОВАНИЮ

Президент России Владимир Путин, выступая с ежегодным посланием Федеральному собранию, сказал, что смыслом политики страны является «сбережение людей, умножение человеческого капитала, как главного богатства России».

Эту задачу с успехом решает Российский государственный университет неф-



ти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина – ведущий вуз по подготовке кадров для НГК России. Научно-педагогический коллектив университета накопил огромный опыт, формируя профессиональные компетенции и социальные навыки у обучаемых.

Обучение студентов и специалистов нефтегазовой отрасли осуществляется по самым современным методикам, с применением полномасштабных тренажеров. Разработано и собственное ноу-хау – технология обучения в виртуальной среде на базе ситуационных центров, виртуального месторождения, нефтеперерабатывающего завода и газотранспортной системы.

С 1930 г. вуз подготовил более 100 тыс. выпускников. В 2010 г. университет получил престижный статус «Национальный исследовательский университет». Сегодня он занимает ведущие позиции в международных и национальных рейтингах и насчитывает 10 тыс. студентов, 850 преподавателей (в том числе 700 докторов и кандидатов наук). Разработано более 100 программ подготовки в бакалавриате и магистратуре, а также более 250 программ дополнительного

профессионального образования (ДПО). Например, «Разработка планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти, конденсата и нефтепродуктов», «Радиационная безопасность при эксплуатации радиационных источников», «Оценка риска и остаточного ресурса опасного производственного объекта» и многие другие.

В связи с высокой актуальностью и запросами отрасли разработана новая 40-часовая программа ДПО для специалистов в области охраны труда, управления персоналом и обеспечения промышленной безопасности. Она получила название «Охрана труда и профилактика наркотребления в системе обеспечения безопасности техногенно опасных предприятий». Данная программа была представлена на прошедшем в Губкинском университете «круглом столе» Совета по проблемам профилактики наркомании при Совете Федерации Федерального Собрания РФ.

Следует отметить, что обучение студентов и специалистов нефтегазовой отрасли осуществляется по самым современным методикам, с применением полномасштабных тренажеров. Разработано и собственное ноу-хау – технология обучения в виртуальной среде на базе ситуационных центров, виртуального месторождения, нефтеперерабатывающего завода и газотранспортной системы.

В университете внедрена инновационная методология обучения смешанных команд студентов различных специальностей с помощью игровых сценариев

на базе промышленного программного обеспечения с реальными производственными данными. Особый акцент сделан на междисциплинарное обучение и на формирование ключевых компетенций по социальной адаптации в условиях практической инженерной работы, кризисов и стрессовых ситуаций, наличия ограничений во времени на принятие решений.



За эти уникальные разработки в 2015 г. коллектив педагогов Губкинского университета и внешних экспертов получил премию Правительства РФ в области образования. Сегодня эти ноу-хау постепенно внедряются и в другие вузы, что позволяет готовить специалистов совершенно нового уровня, – готовых к командной работе на опасном производстве в условиях стресса и высокой персональной ответственности за принятые решения.

Губкинский университет – драйвер перехода на профессиональные стандарты в нефтегазовом комплексе РФ, первый отечественный вуз, взявший инициативу их разработки на себя. Было также инициировано создание в НГК совета по профессиональным квалификациям.

В профессиональных стандартах, которые разработаны Губкинским университетом совместно с работодателями, изложены основные требования к компетенциям работников нефтегазовой отрасли. На сегодняшний момент разработано 32 стандарта по всей цепочке нефтегазового производства. Семнадцать из них утверждены Минтрудом РФ и зарегистрированы Минюстом РФ. В их числе «Специалист по охране труда и пром-

Губкинский университет – драйвер перехода на профессиональные стандарты в нефтегазовом комплексе РФ, первый отечественный вуз, взявший инициативу их разработки на себя.

безопасности в нефтегазовом комплексе» и «Специалист по экологической безопасности в нефтегазовом комплексе».

«МЯГКИЕ» НАВЫКИ

Сегодня акцент в подготовке кадров делается на формировании у студентов экологического и социального мышления. Это крайне необходимо при реализации новых амбициозных проектов в Восточной Сибири и Арктике. Программы обучения построены на базе симбиоза гуманитарного и инженерного образования. Такой подход помогает воспитывать лидеров XXI века, мышление которых будет направлено не только на сиюминутное потребление природных ресурсов, но и на обеспечение долговременной и эффективной производственной деятельности в гармонии с природой. Особое внимание уделяется использованию природоподобных технологий и гибридации различных видов энергии и материалов в целях совершенствования методов добычи и переработки углеводородов.

Президент РФ Владимир Путин, выступая в сентябре 2015 г. на Генеральной ассамблее ООН, отметил: «Нам нужны качественно иные подходы. Речь должна идти о внедрении принципиально новых

природоподобных технологий, которые не наносят урон окружающему миру, а существуют с ним в гармонии и позволяют восстановить нарушенный человеком баланс между биосферой и техносферой».

У обучаемых необходимо формировать понимание уровня ответственности за риски и последствия их профессиональной деятельности. С этой целью в университете ведётся системная учебно-воспитательная и внеаудиторная работа.

С помощью вовлечения пользователей в социальные сети университета осуществляется работа по пропаганде здорового образа жизни. Ежедневно более 30 тыс. человек имеют возможность получать с помощью электронных ресурсов анонсы общественных, спортивных и культурных мероприятий, проводимых Губкинским университетом совместно с Минобрнауки, МЧС, Минобороны, Правительством Москвы и нефтегазовыми компаниями.

Следует особо отметить уникальный проект по организации ознакомительных поездок больших групп студентов на промышленные объекты ПАО «Газпром» – от Калининграда до Камчатки и от Сочи до Ямала. В результате у студентов формируются необходимые внутренние установки по ответственному отношению к будущей профессии, к возможным рискам и персональным проблемам, которые могут иметь место в карьере в НГК.

Современное высшее образование в вузах, претендующих на лидерство, должно формировать особый тип мировоззрения и системы ценностей у выпускников. Профессионалам будущего следует рассматривать свою деятельность не только как процесс покорения природы. Они должны помнить в первую очередь о необходимости рационального потребления ресурсов недр, материалов и энергии.

Деятельность лидеров нового поколения должна быть основана на осознании глобальных процессов развития человечества, понимании места своей специализации в них. Необходимо, чтобы образование вдохновляло обучаемых на новые идеи, формировало желание у выпускников задавать тренды развития и мировую повестку путём проведения научных исследований, публичных выступлений и публикаций.

При создании оборудования будущего новым поколениям инженеров нужно всё больше отходить от принципов конструирования, основанных на «вырезании» деталей и их последующей сборки.



Им на смену приходят процессы «выращивания» и формирования свойств предметов на основе гибридизации знаний и методов из разных областей. А это возможно только при условии прививания в процессе обучения так называемых мягких навыков (Soft Skills). Для этого в вузе должна быть особо развита гуманитарная составляющая образования, формирующая у будущих инженеров рационализаторское мышление и позволяющая осознать то, что все принятые ими решения влияют на среду обитания и экологию.

Эта деятельность получила высокую оценку. *«Мне кажется очень важным то, что в процессе обучения наука и образование связаны очень тесно. Где высоко стоит наука, там высоко стоит человек. Меня поразило то, что создана концепция гуманитарного образования в университете. Поэтому мне кажется, что сегодня национальный исследовательский университет нефти и газа имени Губкина – это действительно современный, очень прогрессивный вуз, это вуз XXI столетия, который прекрасно осуществляют главную свою функцию: он несёт новую идеологию воспитания своих студентов, учёных и преподавателей»*, – отмечает президент Российской академии образования Людмила Вербицкая.

НАУКА И ПРАКТИКА

За свою 85-летнюю историю Губкинский университет постоянно расширял поле деятельности, вырос из академии по подготовке кадров для нефтегазовой отрасли в национальный исследовательский

университет. Сегодня здесь ведутся фундаментальные исследования по широкому кругу вопросов, включая биотехнологии, нанотехнологии, геоэкологию, промышленную безопасность, источники альтернативной энергии. Изучаются также вопросы международного энергетического бизнеса. Для этого был создан и успешно функционирует новый факультет.

Губкинский университет вносит свой вклад в решение проблемы импортозамещения в НГК. В вузе создан и успешно работает новый инжиниринговый центр. Там на основе технологий обратного инжиниринга разработаны цифровые модели для воссоздания российских аналогов зарубежных комплектующих, которые используются на наших морских платформах и буровых установках. На выставке «Вузпромэкспо-2016» инжи-

За свою 85-летнюю историю Губкинский университет постоянно расширял поле деятельности, вырос из академии по подготовке кадров для нефтегазовой отрасли в национальный исследовательский университет. Сегодня здесь ведутся фундаментальные исследования по широкому кругу вопросов, включая биотехнологии, нанотехнологии, геоэкологию, промышленную безопасность, источники альтернативной энергии.

нинговый центр представил свою передовую разработку, воплощённую в металле, – поршень и втулку для иностранного бурового насоса, произведённые в России. Этот проект, реализованный в рамках совместной программы Минобрнауки и Минпромторга, стал возможным благодаря формированию и развитию навыков социального и междисциплинарного взаимодействия студентов, аспирантов, преподавателей, учёных, менеджеров и специалистов машиностроительной отрасли.

Создатели передовой компании «Губкин инжиниринг», учредителем которой стал университет, в течение года постепенно формировали единую и дружную команду единомышленников, которая прошла через все кризисы развития и созревания.

Одним из стимулов для решения сложнейшей инжиниринговой задачи было осознание того факта, что результаты работы позволят внести вклад в решение государственной задачи по импортозамещению иностранного оборудования в условиях продолжающихся санкций. Сотрудники понимали, что их разработки позволят не останавливать буровые объекты, а продолжать добывать ресурсы из недр.

Таким образом, при подготовке кадров для нефтегазового комплекса необходимо сфокусироваться на проблемах экологичности и безопасности техногенно опасных объектов. Надо использовать такие технологии, которые по окончании длительного жизненного цикла производственной инфраструктуры не будут наносить урон природным богатствам нашей страны.

Нефтегазовые объекты требуют особого внимания, так как многие из них расположены в зоне проживания большого количества людей. И в случае инцидентов они представляют большую угрозу не только для экологии, но и для здоровья населения.

Человеческий фактор служит основной причиной техногенных аварий. А работники, не обладающие достаточными профессиональными и социальными компетенциями, представляют угрозу для безопасности сложных техногенных объектов. Поэтому формирование социального мышления на этапе получения высшего профессионального образования и переподготовки в вузе является важной задачей безопасного и устойчивого развития России. ■

Эрудит и новатор

К 100-летию Олега Петровича Шишкина, стоявшего у истоков промышленной автоматизации нефтегазового комплекса нашей страны

Александр ЛЕОНОВ

14 декабря 2016 г. исполнилось 100 лет со дня рождения крупного учёного, доктора технических наук, профессора Олега Петровича Шишкина, внёсшего огромный вклад в развитие нефтяной промышленности СССР. В этой удивительной личности гармонично сочетались человеческая доброта, честность, гений учёного, неиссякаемый талант организатора всех дел, и, наконец, одесский юмор.

Олег Петрович занимался очень широким спектром проблем: энергетикой, автоматизацией, приборостроением, АСУ, машиностроением, техникой и технологией нефтедобычи, подготовкой кадров и т. д.

В числе его заслуг – поддержание нефтедобычи в Грозненском регионе в период Великой Отечественной войны, что позволило надёжно снабжать войска горюче-смазочными материалами, а также восстановление здесь объектов нефтедобычи после войны. В последующие годы он стоял у истоков новых идей по совершенствованию техники, технологий и автоматизации нефтедобычи в масштабах всей страны.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ РЕВОЛЮЦИЯ В НГК

Конечно, на первом месте по масштабам и значимости среди сфер деятельности О. П. Шишкина находится техническое перевооружение нефтедобычи на базе комплексной автоматизации и автоматизированных систем управления (АСУ). Здесь уместно вспомнить состояние дел в отрасли в 1960-е годы.

Система сбора продукции скважин – самотёчная, раздельная по жидкости и газу – была далека от совершенства и обременена чрезвычайно низкой надёжно-



Профессор Шишкин Олег Петрович, Заслуженный деятель науки и техники РСФСР

стью. Сепарация добываемой продукции производилась кустарно, дебит скважины измерялся примитивными устройствами. Кроме того, такая система была ещё и «расточительной». В большинстве случаев из соображений так называемой экономии средств газовые линии не строились, и газ пускали «в небо», он пылал на факелах. Добытое огромными трудами драгоценное сырьё «улетало в трубу», наносило вред природе и человеку.

Сооружение нефтепромысловых объектов и создание систем автоматизации затягивались на многие месяцы. О стандартизации, унификации технических средств, индустриализации строительства не могло быть и речи. И это в условиях необходимости ускоренного обустройства новых промыслов в Западной Сибири, на Мангышлаке и реконструкции действующих в Татарии, Башкирии, Поволжье и других регионах СССР.

Ситуация требовала принятия экстренных, радикальных и эффективных мер. Работу по анализу проблемы возглавил министр СССР Валентин Дмитриевич Шашин – талантливый инженер, вы-

дающийся организатор нефтяного производства и настоящий государственник!

А в крупнейшем нефтяном регионе страны – Татарии – такую проблему «взвалил» на себя большой энтузиаст технического перевооружения отрасли Валерий Исаакович Грайфер, главный инженер объединения «Татнефть».

На первом этапе было решено создать руководящий документ, определяющий стратегию и тактику предстоящих действий. Начались поиски решений, на которые были мобилизованы лучшие специалисты и руководители Миннефтепрома и Минприбора. Конечно, основные установки бы-

ли выработаны в неформальном штабе, в который входили: В. Д. Шашин, В. И. Грайфер, Ю. В. Зайцев, В. Ю. Филановский, В. А. Малецкий, А. А. Джавадян, Ф. Г. Аржанов (Миннефтепром);



Малецкий Владимир Александрович, участник Великой Отечественной войны, Почётный нефтяник, начальник Управления по автоматизации Министерства нефтяной промышленности СССР, активный участник технического перевооружения нефтяной промышленности в 1970 годы

О. П. Шишкин, А. Г. Капустин, А. И. Бурма, В. Т. Дробах, Г. А. Кабардин (Мин-прибор).

Эта работа началась на исходе 1965 г., а первая редакция основных положений по обустройству и автоматизации нефтегазодобывающих предприятий вышла в 1968 г. Она прошла многочисленные обсуждения на промыслах, в кабинетах, на отраслевых и региональных совещаниях. И если по вопросам технологий, методов обустройства и организационной структуры нефтедобывающих предприятий главным автором документа был Шашин, то по вопросам автоматизации – Шишкин.

Масштабы и объёмы работ по совершенствованию системы нефтедобычи показали необходимость коренного технического перевооружения отрасли. Нефтяники, приборостроители и машиностроители страны под руководством В. Д. Шашина, В. И. Грайфера, О. П. Шишкина, В. А. Малецкого смогли сплотиться и разработать программный руководящий документ «Основные положения по обустройству и автоматизации нефтегазодобывающих предприятий».

Эта программа, рассчитанная на 1969–1975 гг., предусматривала задания на разработку блочного автоматизированного оборудования, средств автоматики и телемеханики, а также задания на их промышленное производство и план внедрения комплексной автоматизации на нефтегазодобывающих предприятиях. В её реализацию включились 22 научно-исследовательских и конструкторских учреждения, 14 проектных институтов, 25 заводов, 17 строительномонтажных организаций.

В результате широкого промышленного внедрения блочных автоматизированных комплексов коренным образом изменился характер нефтепромыслового строительства. Индустриальные методы позволили в 2,5–10 раз сократить сроки ввода объектов в эксплуатацию. Значительно уменьшились объёмы строительномонтажных работ при сооружении технологических комплексов.

Можно с уверенностью сказать, что данная программа была единственно верной и своевременной в те далёкие годы и её успешное внедрение обеспечило поистине революционные преобразования и бурное развитие нефтяной отрасли в 1970-е и последующие годы.

Благодаря реализации данной программы добыча нефти в СССР с 1960-го по 1970 г. увеличилась почти в 2,5 ра-



за, а за последующие 5 лет – ещё в полтора раза. В 1975 г. она составила почти 500 млн т.

Эта фундаментальная работа совершенно заслуженно была удостоена в 1976 г. Ленинской премии в области науки и техники. В официальных документах Комитета по Ленинским премиям она называлась «Переворужение нефтедобывающего производства на основе новых научно-технических решений и комплексной автоматизации, обеспечившее высокие темпы роста добычи нефти». К сожалению, по разным причинам (по моему мнению, необоснованным) О. П. Шишкин не оказался в авторском коллективе упомянутой работы.

ОРИГИНАЛЬНЫЕ И ОСТРОУМНЫЕ РЕШЕНИЯ

Но вклад Олега Петровича Шишкина в развитие отечественного нефтегазового комплекса отнюдь не исчерпывается



«Обсуждаем план действий...» (справа О. П. Шишкин с логарифмической линейкой, снимок конца 1940 годов)

участием в подготовке и реализации упомянутой программы. Он обладал уникальной способностью находить неожиданные, оригинальные и порой остроумные научные и технические решения в разных областях науки и техники.

В 1940 годах Олег Петрович начинал свою трудовую деятельность в Грозненском нефтяном регионе. А в 1950-х, будучи главным энергетиком объединения «Грознефть», он коренным образом реконструировал электрические сети нефтяных промыслов, унифицировав их по напряжению. Тем самым значительно повышалась надёжность



О. П. Шишкин на защите докторской диссертации (1965 г., Институт «АЗИНЕФТЕХИМ», г. Баку)

электроснабжения. Там же его захватили идеи автоматизации и телемеханизации. Тогда данные процессы находились в зачаточном состоянии и в других регионах страны.

На заре 1960-х годов, в начале своей деятельности в качестве директора Грозненского филиала ВНИИКАНефтегаза, Олег Петрович зажёгся идеей контроля забойных параметров бурения с целью оптимизации процессов проводки глубоких скважин. Причём для этого он предложил использовать колонну буровых труб в качестве электрического канала связи «забой – устье» (см. рис. 1).

Впоследствии Олег Петрович успешно защитил докторскую диссертацию по этой проблеме. На защите официальный оппонент, член-корреспондент АН СССР М. В. Костенко отмечал оригинальность постановки сложнейшей задачи теории поля и методов её решения. Оппонент

был просто поражён эрудицией автора диссертации и широтой его взглядов. Он обратил внимание на то, что метод анализа и расчёта двухмерных электрических и магнитных полей для решения таких задач был применён впервые.

С использованием данной теории и под руководством Олега Петровича отдел автоматизации бурения Грозненского филиала ВНИИКАНефтегаза (в котором посчастливилось работать и автору этой статьи) разработал и успешно внедрил электрические беспроводные турботахометры. Они активно использовались в 1960–1970 годы в объединении «Татнефть» при испытании и внедрении новых секционных шпindelных турбобуров ТСШ, новых долот и прогрессивных технологий бурения.

Идеи и практические результаты, достигнутые О. П. Шишкиным в данной области, нашли воплощение в разрабо-



танных и выпускаемых в наше время ПАО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский, Башкортостан) забойных беспроводных телеметрических систем. Они используются в различных регионах

страны для контроля и управления траекторией скважин при наклонно-направленном и горизонтальном бурении (см. рис. 2).

Заслуга О. П. Шишкина состоит ещё и в том, что благодаря его творческой инициативе в Московском институте (сегодня – Российский государственный университет) нефти и газа им. И. М. Губкина в 1975 г. была создана кафедра автоматизированных систем управления. Олег Петрович заведовал ею до своей кончины в 1983 г. Эта кафедра за 40 лет своего существования выпустила большое число высококвалифицированных специалистов в области автоматизации и информационных технологий для нефтегазового комплекса.

Делать людей счастливыми

Ученик и продолжатель дела О. П. Шишкина, ранее (в 80–90-е годы), заведующий кафедрой высшей математики и вычислительной техники Грозненского нефтяного института Шмуль Моисеевич Смотровский вспоминает:

«За 33 года, прошедшие после смерти Олега Петровича Шишкина, я встречался со многими людьми. Среди них были государственные деятели, министры, партийные работники, академики, ректоры вузов и директора институтов, профессора и доктора наук, бизнесмены. И ни один из них не произвёл на меня такого же впечатления, как Олег Петрович.

В этом человеке гармонично сочетались громадный ум, энергия, воля и любовь к людям. Его личность привлекала к себе даже людей с иными точками зрения на решение той или иной технической задачи.

Те, кто работал с ним, знали, что всё, что он делает, делается бескорыстно. И его единственной целью является наилучшее решение задач, стоящих перед нефтяной отраслью. Его личность и его идеи стали привлекательными для совершенно разных людей. Вокруг него объединились В. А. Малецкий (начальник управления автоматизации Миннефтепрома), В. Т. Дробах (главный инженер Октябрьского филиала ВНИИКАНефтегаза), А. А. Абдуллаев (директор института «НИПИНефтехимавтомат», г. Сумгаит) и множество других людей. Они внесли свой ум, душу и сердце в решение технических задач нефтяной отрасли.

Олег Петрович обладал системным умом, который позволял ему видеть структуру комплексной задачи, её сложность и план решения. Его поездка в США и Канаду в составе делегации Миннефтепрома и Минприбора и его анализ методов обустройства нефтяных месторождений в этих странах являются поворотным моментом, который привёл к созданию единой технологии обустройства месторождений в СССР.

Его основной вклад – не есть автоматизация добычи нефти. В конце концов, добыча – это процесс, автоматизированный самой природой. Его основной вклад состоит в успешном применении системного подхода к той гигантской задаче, которая стояла перед страной в 1960–1970 годы, – освоению нефтяных месторождений Западной Сибири.

Я не ошибусь, если скажу, что это и была единственная успешно решённая задача планетарного масштаба в СССР в то застойное время. Именно её решение позволило кормить страну, обменивая сибирскую нефть на канадское и американское зерно.

Главным для Олега Петровича была не автоматизация нефтяной промышленности, а люди, которые пытались её автоматизировать, и люди, которые работали в этой промышленности. И любой человек, соприкасавшийся с ним по работе, учёбе или ещё каким-нибудь образом, вне зависимости от должности и положения, ощущал его интерес к себе, желание помочь всеми средствами, которые есть в его распоряжении.

Когда мы отмечаем его первое достижение в области автоматизации нефтяной промышленности, мы упоминаем телемеханизацию нефтяных промыслов. Но забываем сказать, что телемеханизация решала очень важную социальную задачу – позволила убрать операторов ночной смены. Людям уже не надо было ночью ходить по промыслам, чтобы включить или выключить скважину или снять динамограмму. И это зачастую без транспорта и в любую погоду.

Вспомните, что было важнее для нашего лицемерного государства – план или люди, которые эти планы выполняли? И я уверен, что Олег Петрович знал, какое благо он делает для операторов ночной смены и для их семей. Его главной задачей было делать людей счастливыми. И в этом желании не было никакой подоплёки, это было его естеством, его сущностью, его жизнью».

КАЛЕНДАРЬ 2017

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ



20 - 25
марта
Россия, Сочи

*6-я Международная научно-практическая конференция
СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА.
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ - 2017*

ОРГАНИЗАТОР



22 - 27
мая
Россия, Сочи

*12-я Международная научно-практическая конференция
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА
СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ - 2017*

ОРГАНИЗАТОР



18 - 23
сентября
Россия, Анапа

*8-я Международная научно-практическая конференция
СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН - 2017*

ОРГАНИЗАТОРЫ



16 - 21
октября
Россия, Геленджик

*5-я Международная научно-практическая конференция
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ:
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ СКВАЖИНЫ
ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ - 2017*

ОРГАНИЗАТОРЫ



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



РЕКЛАМА

Поступают в Газпром, Транснефть, Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром нефть, Сургутнефтегаз, Татнефть, Башнефть, НОВАТЭК, СИБУР, РуссНефть, НКК, Минэнерго, Минпромторг, Минприроды, Роснедра, Ростехнадзор, Главгосэкспертизу, ФАС, распространяются на выставках и Московских нефтегазовых конференциях.



Справочники реализуются в книжных магазинах, киосках, расположенных в Кремле, Администрации Президента, Управлении делами Президента, Правительстве РФ, Совете Федерации, Государственной Думе.

По участию и рекламе в справочниках

Телефоны: (495) 749-11-29, 749-11-69

E-mail: info@oil-gas.su; www.oil-gas.su

Вехи славного нефтяного пути

Исполнилось
150 лет нефтяной
промышленности
России*

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

На скрижалях полуторавековой летописи нефтяной промышленности России записано множество ярких, судьбоносных событий. В первых шести частях статьи был дан обзор наиболее значимых достижений отрасли в области добычи, транспортировки, переработки нефти – как в дореволюционный период, так и в годы советской власти. В этой заключительной части повествуется о великом трудовом подвиге геологов, нефтяников, газовиков и строителей, создавших в 1960–1980 гг. в Западно-Сибирском регионе новую мощную топливно-энергетическую базу СССР. Открытие и освоение крупных газовых и нефтяных месторождений, строительство магистральных нефте- и газопроводов в Западной Сибири имело огромное значение для развития народного хозяйства Советского Союза.

ПРЕДСКАЗАНИЕ АКАДЕМИКА ГУБКИНА

История открытия и разработки крупнейшей в мире Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции наполнена многими яркими и славными событиями. 2 июня 1932 г. академик Иван Губкин (1871–1939) в Новосибирске дал интервью корреспонденту газеты «Правда», в котором заявил: «Необходимо вдоль всего восточного склона Урала произвести ряд разведочных работ... в первую очередь пустить геофизику, гравиметрию, сейсмометрию... Мне думается, что эта разведка может увенчаться успехом».

Слова главы советской нефтяной геологии послужили руководством к дейст-



вию. В августе 1934 г. экспедиция треста «Востокнефть» под руководством молодого геолога Виктора Васильева (1910–1973) начала поисковые работы на нефть в районе реки Большой Юган. В результате были получены геологические материалы, указывающие на наличие там нефтенасыщенных пластов. В газете «Омская правда» от 15 ноября 1934 г. в статье «К вопросу о нефтеносности Обско-Иртышской области» геолог Васильев отметил: «...на реке Большой Юган, в 50 км от её устья, происходит всплывание со дна реки маслянистой жидкости, которая на поверхности образует прекрасно иризирующую плёнку, типичную для нефти. При раскапывании дна реки в данном месте выделение жидкости резко усилилось в форме массового появления пятен подобной же плёнки различной величины и формы. Мы должны считать данный выход нефти выходом естественным, ибо никакой случайностью объяснить наблюдаемое явление не представляется возможным...»

В ноябре 1935 г. в Москве под председательством академика Ивана Губкина состоялось представительное совеща-

ние, рассмотревшее перспективы нефтеносности Западной Сибири. С обстоятельным докладом о нефтепроявлениях на реках Большой Юган и Белая выступил Виктор Васильев. Решение геологического актива было единодушным: следует без промедления развернуть широкомасштабные поисковые работы на нефть в этом регионе.

Однако только по истечении пяти лет были предприняты конкретные действия в этом направлении. В ноябре 1939 г. приказом наркома нефтяной промышленности Лазаря Кагановича (1893–1991) «О расширении разведочных работ на нефть в Сибири» была создана Западно-Сибирская геофизическая экспедиция. В её состав вошли шесть партий – магнитометрическая, гравиразведочная, две электроразведочные и две сейсморазведочные. Перед экспедицией была поставлена задача провести геологические исследования на площади в 500 тыс. км² и уже к осени 1940 г. подготовить районы и точки для глубокого роторного бурения на нефть. Руководителем экспедиции назначили опытного геофизика Алексея Шайдерова (1898–1941).

* Окончание. Начало в №№ 1–2 / 2016, 3–4 / 2016, 5–6 / 2016, 7–8 / 2016, 10/2016.



Схема геолога В. В. Васильева по расположению нефтепроявлений в районе реки Большой Юган (1934)

Однако поставленная сложнейшая задача не была обеспечена в полном объёме финансовыми, людскими и материально-техническими ресурсами. На долгие месяцы затянулся подготовительный период, что привело к переносу сроков начала работ. А затем наступило 22 июня 1941 г., и поиски сибирской нефти были отложены до лучших времён.

Западносибирский азимут

Вскоре после окончания войны, 4 июля 1945 г., Комплексная комиссия по нефти и газу при Президиуме Академии наук СССР приняла постановление «О перспективности нефтеносности Западной Сибири». В нём говорилось: «Проведёнными работами за прошлые годы организациями Наркомнефти, Комитета по делам геологии и Трансбура установлены основные черты геологического строения и перспективы нефтеносности Западной Сибири... Работы, проведённые до войны, позволили осуществить геотектоническое районирование всей территории Западной Сибири, выявить зоны, наиболее благоприятные для поисков нефти и газа...»

Комиссия АН СССР призвала правительство: «Необходимо восстановить ранее существовавшие геологоразведочную и геофизическую организации для выполнения поисковых и разведочных работ на нефть в Западной Сибири... Разработать конкретный план по нефти и природному газу в Западной Сибири с использованием выходов сводных работ по перспективам нефтеносности...»

Ища союзника в решении этого вопроса, 15 сентября 1945 г. вице-президент Академии наук СССР Иван Бардин (1883–1960) обратился с письмом к наркому нефтяной промышленности Николаю Байбакову (1911–2008). В нём содержалась убедительная аргументация настоятельной необходимости возобновления ГРП в Западной Сибири, начатых в 1940 г. и свёрнутых во время Великой Отечественной войны. Всё это позволило убедить высшее партийно-политическое руководство в необходимости изменения топливно-энергетического баланса страны в пользу нефти и природного газа.

В июне 1946 г. на базе Комитета по делам геологии при Совнаркоме СССР создано союзное Министерство геологии. В числе основных задач, поставленных перед этим ведомством, значилось «обеспечение народного хозяйства разведанными в недрах запасами минерального сырья путём ведения геолого-съёмочных, поисковых и разведочных работ на всей территории СССР». Для их осуществления в составе министерства создали ряд геологических управлений, в том числе Главное управление по разведке нефти и газа, которому было поручено резко усилить проведение поисковых и разведочных работ на территории Сибири.

К практическому осуществлению плана опорного бурения в Западной Сибири приступила базирующаяся в Новосибирске Центральная нефтеразведочная экспедиция и подчинённая ей Тюменская нефтеразведочная экспедиция.

Постановлением Совета Министров СССР от 14 октября 1947 г. ведение поисково-разведочных работ возложено на союзное Министерство геологии и охраны недр. Вскоре Технический совет Мингеологии под руководством академика Дмитрия Наливкина (1889–1982) принял решение «О направлении геолого-поисковых работ на нефть и газ в восточных районах страны на 1948–1950 гг.». Предусматривалось проведение региональных геофизических исследований на территории Западно-Сибирской низменности. В марте 1948 г. в составе Уральского геофизического треста была образована Тюменская геофизическая

экспедиция (начальник Дмитрий Уманцев) в составе гравиметрической, электроразведочной и четырёх сейсморазведочных партий.

В апреле 1948 г. министр геологии СССР Илья Малышев (1904–1983) подписал приказ «О развитии геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири и неотложной помощи Центральной Западно-Сибирской нефтеразведочной экспедиции – о бурении опорных скважин». В нём было подчёркнуто: «Основным направлением геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири в 1948 г. считать: проведение опорного бурения в Западно-Сибирской низменности для выяснения разреза мезокайнозойских отложений, пространственного распределения нефтегазоносных фаций с целью обоснования наиболее перспективных направлений геологоразведочных и поисковых работ на нефть и газ».

А 17 июня 1948 г. министр подписал приказ «Об утверждении Западно-Сибирской экспедиции по разведке нефти и природных газов – круглогодичной».

Существенную помощь в определении основных направлений ГРП в регионе оказало состоявшееся в конце ноября 1950 г. в Новосибирске совещание геологов, геофизиков, нефтяников Министерства геологии и АН СССР. Был рассмотрен вопрос «Об изученности перспектив газонефтеносности и направлении поисково-разведочных работ на 1951 г. в районах Западной и Восточной Сибири, Якутской АССР и Дальнего Востока».

Газовый гамбит 1953 года

К практическому осуществлению плана опорного бурения в Западной Сибири приступила базирующаяся в Новосибирске Центральная нефтеразведочная экспедиция и подчинённая ей Тюменская нефтеразведочная экспедиция (вскоре она была преобразована в Тюменскую роторную буровую партию). В октябре 1952 г. в связи с разукрупнением треста «ЗапСибнефтегеология» на базе Тюменской роторной буровой партии был создан самостоятельный трест по поискам и разведке нефти и газа – «Тюменьнефтегеология». В его состав вошли одна экспедиция и девять буровых партий, работавших на территории Тюменской, Свердловской и Челябинской областей. А 1 января 1953 г. трест «Тюменьнефтегеология» вместе со всеми его подразделениями был передан из упразднённого союзного Министерства

геологии в ведение Министерства нефтяной промышленности СССР. Это предопределило активизацию поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Получившая широкую известность опорная скважина Р-1 по общему счёту являлась 51-й, пробуренной на территории Западной Сибири. А слава к ней пришла благодаря стечению целого ряда обстоятельств. Первоначально точка её бурения, утверждённая по карте в союзном министерстве, располагалась в совершенно другом месте, на берегу реки Казым. Однако визуальный осмотр намеченного места привёл к выводу о полной неприемлемости данного выбора. Тогда в ведомстве было принято решение о переносе места бурения скважины в село Берёзово, расположенное на реке Северная Сосьва. В феврале 1952 г. туда прибыл назначенный на должность начальника Берёзовской нефтеразведочной буровой партии (БНБП) горный инженер Александр Быстрицкий (1911–1979). Его подпись стояла первой под текстом «Акта о заложении буровой скважины № Р-1 на Берёзовской площади», причём конкретную точку на местности – на западной окраине села Берёзово, на берегу речки Вогулки (левого притока Северной Сосьвы) – он указал лично буровому мастеру Виктору Барышеву.

Впоследствии известный советский геолог Юрий Эрвье (1909–1991) в своих воспоминаниях так оценил это судьбо-



Буровая Р-1 в Берёзово зимой 1953 г.



Начальник Берёзовской нефтеразведочной буровой партии Александр Быстрицкий (1911–1979)

носное решение: «Достаточно было Быстрицкому точно выполнить указание, и открытия бы не произошло, как не произошло оно нигде в Западной Сибири, где намечалось бурение дорогостоящих опорных скважин. В 1956 г. скважина Р-10, пробуренная на том месте, где планировалось, дала только воду».

Бурение Берёзовской опорной скважины Р-1 началось 29 сентября 1952 г. Работа шла точно по графику, и за оставшиеся месяцы 1952 г. план проходки был даже перевыполнен на 11%. В первом квартале 1953 г. бурение по-прежнему велось по плану. Однако это потребовало больших усилий от руководителя Берёзовской нефтеразведочной буровой партии. Александр Быстрицкий впоследствии вспоминал: «Чтобы начать работу пришлось ходить и занимать горюче-смазочные материалы в других организациях...»

В конце сентября буровики приступили к завершающим работам по испытанию скважины. 21 сентября 1953 г. при

глубине 1344 м была опущена буровая колонна. Бригада бурового мастера Василия Мельникова после разбурирования цементного стакана приступила к подъёму инструмента. Оставалось поднять всего 200 м бурильных труб с пикообразным долотом, когда в 21 час 30 минут скважина начала внезапно фонтанировать водой и газом. Мощный гул потряс тишину села Берёзово. При виде огромного ревущего аварийного газового фонтана даже выдавшим виды буровикам было не по себе, и можно только представить тревожное состояние местного населения. Люди в панике стали покидать свои дома, бежали на противоположный берег Северной Сосьвы.

В тот же вечер в трест «Тюменьнефтегеология» поступила телеграмма из Берёзово следующего содержания: «Срочная. Тюмень. Нефтегеология. Шилленко. Выброс газа при подъёме инструмента. Давление на устье 75 атмосфер. Срочно ждём самолёт. Сурков». Эта скупая информация для специалистов была предельно понятной: на буровой Р-1 произошла аварийная ситуация.

В Государственном архиве Тюменской области хранится документ с названием «Акт о газовом фонтане на Берёзовской опорной Р-1». В нём сказано следующее: «Мы, нижеподписавшиеся начальник партии Григорий Сурков, и. о. старшего геолога Т. Н. Пастухова, бурильщик В. Н. Мельников, механик Г. Ф. Ковтун, и буровая бригада в составе Межецких, Проводникова, Яковлева, Корикина, Янсуйфина составили настоящий акт о том, что 21 сентября 1953 г. в 21 час 30 минут на скважине № Р-1 Берёзовской буровой партии в момент подъёма инструмента, после разбурирования цементных пробок, произошёл внезапный газоводяной выброс. Из скважины выброшено 200 метров 5-дюймовых буровых труб и пикообразное долото. Высота струи фонтана достигает 40–50 м, о чём и составлен настоящий акт».

После этого прошли долгие месяцы напряжённой и порой опасной работы, прежде чем удалось окончательно «зада-



Буровая бригада Семёна Урусова в 1960 г. открыла Шаимское нефтяное месторождение

вить» бушующий фонтан, возвестивший об открытии нефтегазоносной провинции в Западной Сибири. И он, в свою очередь, дал мощный импульс радикальной переоценке перспектив нефтегазоносности Западной Сибири.

В дальнейшем большую роль сыграло распоряжение министра нефтяной промышленности Николая Байбакова от 15 декабря 1953 г., в котором было сказано: «В связи с получением газоводяного фонтана на Берёзовской площади предлагаю увеличить в 1954 г. объём геолого-поисковых и геофизических работ в северо-западной части Западно-Сибирской низменности, в частности на Берёзовской площади, предусмотрев проведение на этой площади геолого-съёмочных и геофизических работ, а также структурного и разведочного бурения».

22 февраля 1954 г. министр Николай Байбаков подписал приказ о создании Западно-Сибирского геофизического треста («ЗапСибнефтегеофизика») с местонахождением в Тюмени.

ШАИМСКАЯ НЕФТЯНАЯ СЕНСАЦИЯ

5 июля 1958 г. на базе ряда партий – речной и зимней сейсморазведки, сейсмозондирования, гравиметрической и электроразведочной – была создана Ханты-Мансийская комплексная экспедиция во главе с опытным специалистом Иваном Жуком. Именно геофизикам этой экспедиции выпала честь стать первооткрывателями первого в Западной Сибири знаменитого Шаимского (Трёхозёрного) нефтяного месторождения.

Скважина Р-6 получила славу по всей стране, но не только как ознаменовавшая собой открытие Шаимского месторождения, а как скважина-первооткрывательница всей нефти Западной Сибири.

25 сентября 1959 г. на Мулымьинской структуре, на берегу таёжной речки Мулымки, вблизи её впадения в реку Конду, в скважине, пробуренной бригадой бурового мастера Семёна Урусова (1926–1991), был получен первый приток нефти. Её дебит оказался невелик, но главным явилось то, что нефть Западной Сибири обрела-таки своё реальное воплощение.

Газета «Тюменская правда» от 4 октября 1959 г. сообщила об этом так: «25 сентября на Мулымьинской структуре, вблизи села Шаим, на 1405 м был открыт нефтеносный пласт, суточный дебит которого по предварительным данным составляет свыше 1 т лёгкой нефти... Учитывая, что село Шаим находится на расстоянии 280 км от села Малый Атлым, где также обнаружено наличие нефти, можно рассчитывать на большие перспективы первого нефтеносного района в Сибири. Тюменская область в скором будущем может стать новым советским Баку!»

Однако приток нефти из этой скважины оставался всё ещё достаточно скром-

ным. Следующая пробуренная скважина (Р-7) на той же структуре 25 апреля 1960 г. показала более весомые результаты. Её суточный дебит уже составлял до 12 т, но и этого казалось недостаточным для победного рапорта.

Далее бригада Семёна Урусова перешла на проходку новой скважины. И, наконец, 21 июня 1960 г. начальник Шаимской нефтеразведочной экспедиции Михаил Шалавин (1908–1970) направил в адрес начальника Тюменского территориального геологического управления Юрия Эрвье радиограмму следующего содержания: «Скважина Р-6 фонтанировала через 5-дюймовую обсадную колонну без спущенных насосно-компрессорных труб через 4-дюймовую задвижку в земляной амбар. Ёмкость амбара определяется в 350–400 кубометров. После перфорации нижней части объекта и смены технической воды на нефть скважина периодически фонтанировала с дебитом 350–500 т в сутки. Точно дебит определить невозможно ввиду того, что скважину пришлось по техническим причинам два раза останавливать. Амбар сейчас почти полностью заполнен нефтью, давление сообщу позднее».

Радостное событие вместе с Михаилом Шалавиным и Семёном Урусовым разделили главный инженер экспедиции Владимир Соболевский, инженер Александр Кривоногов, бурильщики Владимир Шидловский, Сергей Куталов, Алексей Распопов, Владимир Тетеревников, Владимир Колмаков, дизелисты Иван Усолецев, Николай Пешков, слесарь Иван Шестаков. По уже установившейся традиции они умыли руки в нефти, обмазав лица друг друга «чёрным золотом».

Скважина Р-6 получила славу по всей стране, но не только как ознаменовавшая собой открытие Шаимского месторождения, а как скважина-первооткрывательница всей нефти Западной Сибири. И то, что через несколько дней на её испытании присутствовали директор Института геологии и геофизики Сибирского отделения Академии наук СССР, Герой Социалистического труда академик Андрей Трофимук (1911–1999) и начальник Тюменского геологического управления Юрий Эрвье, говорило о многом. Тогда же академик Трофимук в интервью корреспонденту газеты «Тюменская правда» особо отметил важность этого события: «Значение Шаимского месторождения, особенно сейчас, после успешного испытания скважины № 6, трудно переоценить. Прежде всего, это

первая большая нефть Сибири, имеющая промышленное значение ... До сего времени среди геологов ещё были скептики, которые не верили в перспективность наших районов. Теперь от споров все перейдут к действию».

Он особо отметил работу буровой бригады: *«В тяжелейших условиях сибирской тайги эти люди творят чудеса. То, что приходится им испытывать, не знает ни один поисковый отряд или буровая бригада в обжитых районах европейской части страны».*

В 1961 г. в полный голос заявили о себе ещё три крупных нефтеносных западносибирских района. 21 марта 1961 г. из разведочной скважины № 1 получен мощный фонтан нефти с суточным деби-

правильность направления и эффективность геологоразведочных работ, став предвестниками великой нефтяной Сибири.

На подступах к большой нефти

17 августа 1961 г. Коллегия Министерства геологии и охраны недр СССР приняла постановление «О мероприятиях по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири». В нём была дана высокая оценка плодотворной деятельности геологов в Тюменской области: *«В результате работ были рассеяны ложные впечатления ... о бедности недр этих обширных территории и созданы реальные предпосылки открытия*

открытых месторождений в Тюменской области. Требование – довести добычу нефти в 1964 г. до 100 тыс. т, в 1965 г. – не менее чем до 200 тыс. т.

Для организации этих работ создали Тюменское производственное объединение нефтяной и газовой промышленности, подчинённое Средне-Уральскому совнархозу. Одновременно с разработкой нефтяных месторождений оно должно было вести эксплуатацию и газовых залежей. Первый начальник «Тюменьнефтегаза» – опытный руководитель Арон Слепян (1913–1986), работавший ранее в объединении «Башнефть». Для проектного и инженерингового обеспечения работ в Тюмени был создан Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной и газовой промышленности. В целях подготовки инженерных кадров для региона 8 января 1964 г. министр высшего и среднего специального образования РСФСР Всеволод Столетов (1907–1989) подписал приказ «Об организации в Тюмени индустриального института». Первым ректором вуза назначили доцента Анатолия Косухина (1925–1989).

В начале января 1964 г. в Тюмень приехала правительственная делегация во главе с председателем Государственного комитета по нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР Николаем Байбаковым. Вывод сделан однозначный: несмотря на имеющиеся недостатки и трудности, есть все возможности для выполнения поставленных задач по пробной эксплуатации открытых западносибирских месторождений нефти и природного газа.

Вскоре после визита Байбакова, 30 января 1964 г., Совет народного хозяйства Средне-Уральского экономического района принял решение об организации трёх нефтепромысловых управлений объединения «Тюменьнефтегаз»: «Сургутнефть», «Игримгаз» и «Шаимский укрупнённый промысел». Затем, 25 июля 1964 г., вышло постановление советского правительства об образовании Государственной межведомственной комиссии при Госплане СССР по комплексному освоению Западно-Сибирской низменности. Она должна была стать научно-консультативным органом по вопросам комплексного освоения углеводородных богатств региона.

Итоги работы тюменских нефтяников в 1964 г. в ходе пробной эксплуатации Трёхозёрного, Усть-Балыкского и Меги-



Одна из первых буровых в Западной Сибири

том 400 т. Скважина была пробурена недалеко от села Мегион бригадой бурового мастера Григория Норкина (1914–1980) из Нижнеартовской партии Сургутской геологоразведочной экспедиции. Новое месторождение получило название Мегионское. Затем, 15 октября, на Мортмыньинской площади, расположенной к северо-востоку от Шаимского месторождения, из скважины № 28, пробуренной бригадой Семёна Урусова, получен фонтан лёгкой нефти с суточным дебитом свыше 100 т. В тот же день забил фонтан из скважины Р-62, пробуренной специалистами Сургутской геологоразведочной экспедиции. Тем самым было открыто Усть-Балыкское нефтяное месторождение.

Первые в Западной Сибири фонтаны нефти и газа убедительно подтвердили

уникальной нефтегазоносной провинции не только СССР, но и мира».

На основании решения Мингеологии 19 мая 1962 г. Совет Министров СССР принял развёрнутое постановление «О мерах по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в Тюменской области».

А 4 декабря 1963 г. советское правительство приняло постановление «Об организации подготовительных работ по промышленному освоению открытых нефтяных и газовых месторождений и о дальнейшем развитии геологоразведочных работ в Тюменской области». Их подписал лично председатель Совета Министров СССР Никита Хрущев (1894–1971). На основании данных постановлений предусматривалось организовать в 1964–1965 гг. пробную эксплуатацию

онского месторождений оправдали ожидания: страна впервые получила 209 тыс. т высококачественной западносибирской нефти. Именно столько успели перевезти речники на нефтеналивных судах за период короткой сибирской навигации. Кроме того, был собран достаточный материал для составления проектов разработки упомянутых месторождений.

Начало решительного штурма

В октябре 1964 г. Совет Министров СССР возглавил видный государственный деятель Алексей Косыгин (1904–1980). Проанализировав состояние дел в нефтяной отрасли, он пришёл к выводу, что необходимо создать в Тюменском регионе мощную строительную организацию. Она должно была заняться как обустройством нефтяных и газовых месторождений (с созданием производственной инфраструктуры), так и массовым градостроительством в сложных природно-климатических условиях на совершенно не обжитых территориях.

6 февраля 1965 г. Косыгин подписал распоряжение Совмина СССР о создании в Тюмени хозрасчётного территориального Главного управления по строительству предприятий нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири – «Главтюменьнефтегазстрой». 16 февраля был издан соответствующий приказ начальника Государственного производственного комитета по газовой промышленности СССР. Начальником нового главка был назначен опытный инженер-строитель Алексей Барсуков (1906–1976). В состав главка вошли строительные управления из Тюмени, Сургута, Нефтеюганска, Урая, Нижневартовска, преобразованные в нефтегазостроительные тресты.

Для осуществления широкомасштабного строительства в регионе потребовалось значительное число рабочих кадров, способных трудиться в сложных климатических условиях. И руководство страны обратилось к авангарду советской молодёжи, комсомолу. 12 февраля 1965 г. Центральный комитет ВЛКСМ объявил комплекс работ по освоению нефтяных и газовых месторождений Тюменской области Всесоюзной ударной комсомольской стройкой. Впервые так определялся не какой-либо отдельный



Крупнейшее в мире месторождение нефти Самотлор было открыто в Западной Сибири 22 июня 1965 г.

крупный строительный объект, а всестройки будущего топливно-энергетического комплекса Западной Сибири. Уже к концу года в область по комсомольским путёвкам прибыло несколько тысяч юношей и девушек, которые влились в состав комсомольско-молодёжных бригад на строительстве ключевых нефтегазовых объектов.

12 июня 1965 г. председатель Совета Министров СССР Алексей Косыгин подписал постановление, в котором было сказано: «Учитывая большое государственное значение ускорения развития нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири, принять предложение об организации Главного Тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности (с местонахождением в г. Тюмени) с непосредственным подчинением его Совету народного хозяйства РСФСР и о предоставлении этому Главному управлению прав Совета народного хозяйства экономического района».

Разработка нефтегазовых месторождений Западной Сибири потребовала создания и ускоренного расширения сети магистральных трубопроводов. Отсутствие маршрутов доставки западносибирской нефти на НПЗ было самой большой проблемой при освоении этого региона.

Вполне понятно, что подобный главк надо было создавать на базе уже функционирующего в области с января 1964 г. производственного объединения «Тюменьнефтегаз». Потребовалось время для подготовки и принятия постановления Совета Министров РСФСР, благодаря которому Средне-Уральский Совнархоз был обязан передать в ведение вновь создаваемому «Главтюменьнефтегазу» производственное управление «Тюменьнефтегаз» со всеми подчинёнными ему предприятиями и организациями.

В начале сентября 1965 г. начальником «Главтюменьнефтегаза» назначили талантливого организатора производства Виктора Муравленко (1912–1977), бывшего начальником Управления нефтяной промышленности Средне-Волжского совнархоза. С командой своих единомышленников он сумел за короткое время «выдать на-гора» первые значимые достижения. По итогам 1965 г. существенно улучшились основные технико-экономические показатели. Так, если в 1964 г. в Западной Сибири работало 30 буровых бригад и проходка на буровую бригаду составляла 9,1 тыс. м., в 1965 г. эти показатели соответственно составили 118 бригад и 16,2 тыс. м.

Одновременно снизилась себестоимость одного метра проходки – с 165,5 руб. в 1964 г. до 103,5 руб. в 1965 г. Существенно возросло число введённых в эксплуатацию скважин – с 4 в 1974 г. до 79 в 1965-м. За первый год удалось снизить себестоимость добычи тонны нефти с 13 руб. 83 коп. до 11 руб. 45 коп. А финальным аккордом 1965 г. стал первый ион т добытой западносибирской нефти.

Первые нефтяные артерии

Разработка нефтегазовых месторождений Западной Сибири потребовала создания и ускоренного расширения сети магистральных трубопроводов. Отсутствие маршрутов доставки западносибирской нефти на НПЗ было самой большой проблемой при освоении этого региона. Единственный путь – по рекам Оби и Иртышу, навигационный период которых длится чуть более четырёх месяцев в году. Поэтому правительством СССР

был сделан выбор в пользу строительства трубопроводов, как наиболее экономичного и технически совершенного способа доставки нефти.

В начале 1964 г. к практическому решению этой проблемы подключился коллектив московского института «Гипротрубопровод», возглавляемым Виктором Волковым. Полевые экспедиции под руководством Валерия Демосфенова и Хайдара Манерова позволили найти кратчайший путь для нефтепровода. Изыскательские партии Анатолия Кретьова и Александра Панкина пробирались через лесные дебри, труднопроходимые таёжные болота, форсировали многочисленные речки и другие водные преграды.

Вскоре к реализации проекта присоединились ленинградские специалисты из института «Гипроспецлес». Было принято решение проводить камеральную обработку материалов не в лабораториях институтов, а в полевых условиях. Благодаря этому специалисты-проектировщики сумели сократить сроки работ в три раза. За пять месяцев они выдали рабочие чертежи, по которым развернулось строительство нефтепровода. Такое произошло впервые в истории отечественного трубопроводостроения.

Сооружение нефтепровода в сложных природно-климатических условиях Западной Сибири уже с первых дней поставило перед строителями сложные, специфические задачи. Казалось, на их пути имелись неприступные преграды – многочисленные болота, с которыми и мороз не всегда мог справиться, осеннее бездорожье, реки и ручьи с обильными весенними разливами, непроходимые буреломы, суровая зимняя стужа. И всё это пришлось преодолевать в сжатые сроки. Строители первого сибирского нефтепровода на всех участках трудились с полной отдачей. И ни суровый климат, ни нехватка людских и технических ресурсов не смогли помешать выполнению плановых заданий на «Трассе мужества» (так образно называли в народе все 410 км нефтепровода Шаим – Тюмень).

Первые сварочные работы на трассе были поручены коллективу комсомольско-молодёжного специализированного управления Государственного комитета газовой промышленности СССР, перед этим успешно завершившему сварочные операции на магистрали «Дружба». Затем к ним присоединились и другие коллективы объединения «Главтюменьнефтегазстрой».



Первый миллиард тонн западносибирской нефти страна получила в 1978 г.

На завершающем этапе в строительстве нефтепровода участвовали опытные экипажи вертолётов Ми-1, Ми-4 и Ми-6. Впервые в истории отечественного трубопроводостроения по воздуху на трассу были доставлены 36-метровые плети. В итоге 102 км труб уложено благодаря авиаторам.

И наконец, 21 декабря 1965 г. западносибирская нефть достигла нефтеналивной станции в областной столице – Тюмени. На митинге, посвящённом этому событию, первый секретарь обкома партии Борис Щербина (1919–1990) подчеркнул: «Шаимская нефть, пройдя более чем 400-километровую трассу, достигла своего финиша – Транссибирской железнодорожной магистрали. Отныне началась круглогодичная эксплуатация первых нефтяных месторождений области. “Чёрному золоту” Тюмени выписана путёвка в большую жизнь».

28 декабря 1965 г. газета «Тюменская правда» в своей передовой писала о торжественном митинге у эстакады нефтеналивной станции в Тюмени: «Получай, страна, тюменскую нефть!» – возвещают многие транспаранты. Под аплодисменты всех присутствующих шаимская нефть ровно в 12.00 отправилась от нефтеналивной станции в длинный

маршрут через Свердловск, Пермь, Ярославль на Москву и дальше. 1980 т шаимской нефти ушло первым эшелонам. За ним последуют один за другим эшелоны, которые повезут богатства тюменских недр на нефтеперерабатывающие заводы страны. Счастливого пути, шаимская нефть!»

Ещё более крупным трубопроводом, обеспечивающим транспортировку нефти из Западной Сибири, стала магистраль Усть-Балык – Омск протяжённостью 964 км. Её ввели в эксплуатацию в 1967 г. А через два года был сдан нефтепровод Нижневартовск – Усть-Балык длиной 279 км.

НА ТРАЕКТОРИИ ТРУДОВЫХ ПОБЕД

В апреле 1966 г. XXIII съезд КПСС постановляет: «Создать крупный народнохозяйственный комплекс на территории Западной Сибири на базе вновь открытых месторождений нефти и газа».

Для трудового коллектива «Главтюменьнефтегаза» был определён новый рубеж: за пять лет довести добычу нефти до 20–25 млн т, а природного газа до 30 млрд м³. Для этого требовалось пробурить свыше 3 млн м горных пород, построить 1 тыс. 200 эксплуатационных и

311 нагнетательных скважин, проложить 1 тыс. 600 км трубопроводов.

Многим зарубежным экспертам казалось, что перед советскими нефтяниками поставлены невыполнимые задачи. Так, в 1968 г. британская газета Financial Times писала: «Тюменские большевики называют огромные цифры перспектив добычи на 1975-й и более поздние годы. Но посмотрим, смогут ли они добыть даже 20 млн т, о которых мечтают в 1970 г.».

Зимой 1968 г. нефтяные месторождения Западной Сибири посетил Председатель Совета Министров СССР Алексей Косыгин, давший высокую оценку труду строителей, нефтяников и газовиков. С 15 по 18 апреля 1969 г. в Тюмени работала конференция по проблемам развития и размещения производительных сил области, на которой было заслушано 237 докладов и сообщений. Выступающие подчёркивали, что реализация программы освоения Западной Сибири по своему размаху не имеет аналогов ни в Советском Союзе, ни в мировой практике.

11 декабря 1969 г. принято постановление Совета Министров СССР «О мерах по ускоренному развитию нефтедобывающей промышленности в Западной Сибири». В нём было особо подчёркнуто, что «развитие нефтедобывающей промышленности в Западной Сибири должно осуществляться на базе новейших достижений науки и техники, с применением самых современных высокоэффективных методов разработки нефтяных месторождений и бурения скважин, с широкой автоматизацией и механизацией всех производственных процессов».

В соответствии с данным постановлением, во всех подразделениях «Главтюменнефтегаза» развернулись полномасштабные модернизационные работы. Серьёзные преобразования произошли в организации бурения, были осуществлены техническое перевооружение производственного процесса и модернизация парка буровых установок и оборудования. Получило широкое распространение кустовое бурение скважин, тем самым существенно ускорился ввод в эксплуатацию нефтяных месторождений. На смену традиционным методам строительства нефтегазовых сооружений пришла технология монтажа блочно-комплектных установок заводской готовности.

Всё это стало основанием для убедительного ответа советских нефтяников британским горе-предсказателям. В

1970 г. на промыслах Западной Сибири добыто более 30 млн т нефти. На территории Тюменской области, благодаря самоотверженному труду геологов, было открыто более 80 нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождений, среди них особо выделялись «чёрные жемчужины»: Самотлорское, Фёдоровское и Мамонтовское.

В последующие годы темпы нефтедобычи в регионе стремительно возрастали. В феврале 1975 г. ведущая газета страны «Правда» писала: «Нефть Сибири идёт в Баку. Десять лет назад такое сообщение прозвучало бы как фантастическая новость... Каждая четвёртая



Медаль «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири» была учреждена в СССР 28 июля 1978 г.

тонна советской нефти сегодня начинает свой путь с берегов Оки... Пятнадцать лет потребовалось Татарии, чтобы довести годовой уровень до 100 млн т. Тюмень превысила стомиллионный рубеж всего за четыре года девятой пятилетки...» 25 марта 1975 г. трудовой коллектив «Главтюменнефтегаза» был награждён орденом Ленина.

В СССР в 1975 г. добыли 491 млн т нефти с газовым конденсатом (в РСФСР – 405 млн т), а в США – 460 млн т. Таким образом, Советский Союз вышел на первое место в мире по объёму нефтедобычи. На Западную Сибирь приходилось 67,4% всего объёма произведённой нефти, почти 75% эксплуатационного бурения и 66% ввода новых нефтяных скважин.

В октябре 1975 г. тюменские нефтяники рапортовали Родине о добыче 500-миллионной тонны с начала эксплуатации месторождений Западной Сибири. А в 1978 г. наша страна получила уже первый миллиард тонн западносибирского «чёрного золота». И в тот же год Президиум ВС СССР учредил высокую

награду – медаль «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири». В 1981 г. был получен второй миллиард тонн. В 1984 г. в Западной Сибири достигнут рекордный для того времени показатель добычи – 378 млн т.

Однако в последующие годы по целому ряду причин началось падение объёмов нефтедобычи. В том числе и потому, что своевременно не учли тревожной ситуации, связанной с исчерпанием возможностей экстенсивного производства в Западно-Сибирском нефтяном комплексе. В августе 1985 г. было принято совместное постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О комплексном развитии нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири в 1986–1990 гг.». Благодаря принятым экстренным мерам уже в марте 1986 г. среднесуточную добычу в Тюменской области восстановили в объёме 1 млн т. А к сентябрю того же года нефтяники стали выполнять и месячные планы.

Наибольший успех был достигнут в 1988 г., когда в СССР добыли 624,3 млн т, в том числе в Западной Сибири – 415 млн т. Этот рекордный показатель навсегда вошёл золотой строкой в историю отечественной нефтяной промышленности.

С позиций нашего времени можно отметить, что самоотверженный труд многих тысяч людей, необычайно высокая концентрация материальных и финансовых ресурсов, эффективная система управления, новые технические и технологические решения позволили отечественной нефтяной промышленности в последней трети XX века достичь невиданного в мировой практике результата. За короткий исторический промежуток в Западной Сибири был создан крупнейший топливно-энергетический комплекс, ставший надёжной базой народного хозяйства страны.

В настоящее время нефтегазовая промышленность постсоветской России проходит новый этап своего развития. Она в полном объёме обеспечивает потребности страны в энергоносителях и формирует значительную долю валютных поступлений в федеральный бюджет. В условиях грядущих кардинальных изменений на мировом энергетическом рынке ей уже в ближайшее время предстоит найти достойный ответ на серьёзные вызовы XXI века. ■



АЗЕРБАЙДЖАН
CASPIAN OIL & GAS
24-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
31 мая-3 июня 2017 | Баку



ВЕЛИКОБРИТАНИЯ
AFRICA INDEPENDENTS FORUM
24-25 мая 2017 | Лондон

ГРЕЦИЯ
GLOBAL OIL & GAS SOUTH EAST
EUROPE AND MEDITERRANEAN
3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И
СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО РЕГИОНА»
Ноябрь 2017 | Афины

ИНДИЯ
IORS
24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ИНДИИ»
Сентябрь 2017 | Мумбаи

РЕТРОТЕХ
12-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ
5-7 декабря 2016 | Нью-Дели

КАЗАХСТАН
KIOGE
25-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
4-6 октября 2017 | Алматы



GLOBAL OIL & GAS MANGYSTAU
10-я МАНГИСТАУСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,
ИНФРАСТРУКТУРА»
7-9 ноября 2017 | Актау

ОРГАНИЗАТОР

Международная Группа компаний ITE – лидер в организации выставок в России и одна из ведущих выставочных компаний мира.

За 25-летнюю успешную историю развития создана международная сеть офисов ITE: 32 офиса в 20 странах мира, в том числе 5 офисов в России.

Портфель нефтегазовых мероприятий ITE включает выставки и конференции в различных регионах мира, по праву являющиеся ключевыми событиями отрасли в своих странах. 2016-2017гг.: 14 мероприятий в 9 странах.

ITE неоднократно являлась Организатором или Партнером нефтегазовых и энергетических мероприятий мирового масштаба, в т.ч.:

- Мировой нефтяной конгресс / WPC (2005 г., ЮАР; 2008 г., Испания; 2014 г., Россия)
- Международная конференция и выставка по сжиженному природному газу / LNG-16 (2010 г., Алжир)
- Мировой энергетический конгресс / WEC (2013 г., Южная Корея; 2016 г., Турция).

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mloge.ru



РОССИЯ

MIOGE
14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
27-30 июня 2017 | Москва
Крокус Экспо **НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ**



RPGC
13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE
27-29 июня 2017 | Москва
Крокус Экспо **НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ**

VII ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
(выставка и конгрессная программа)
Октябрь 2017 | Санкт-Петербург

ТУРКМЕНИСТАН
OGT
22-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
Ноябрь 2017 | Ашхабад

TGC
9-я МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
24-25 мая 2017 | Туркменбаши

УЗБЕКИСТАН
OGU
21-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
17-19 мая 2017 | Ташкент



**ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ
РЕСПУБЛИКА**
AFRICA OIL WEEK
24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»
23-27 октября 2017 | Кейптаун

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

РЕКЛАМА



MIOGE
Moscow



25 лет содействуем развитию
нефтегазовой индустрии

**14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ**

27-30 июня 2017
МОСКВА • МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ
www.mloge.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА




**МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ**
российской федерации

Самая масштабная в России
международная выставка
нефтегазового оборудования и
технологий

- 652 компании - участника из 40 стран мира
- 5 национальных экспозиций: Германия, Италия, Китая, Финляндии, Чехии
- 25 424 - общее количество посетителей

Данные Свидетельства аудиторской
проверки выставки MIOGE 2015




RPGC
Moscow

**13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС**
в рамках выставки

27-29 июня 2017
МОСКВА • МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

www.oilgascongress.ru

Организатор
Группа компаний ITE



РЕКЛАМА