



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.mioge.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
российской Федерации

Самая масштабная в России
международная выставка
нефтегазового оборудования и
технологий

- 652 компании - участники из 40 стран мира
- 5 национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии
- 25 424 - общее количество посещений



Данные Свидетельства аудиторской
проверки выставки MIOGE 2015



13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

в рамках выставки

27–29 июня 2017

МОСКВА · МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

www.oilgascongress.ru

Организатор
Группа компаний ITE



Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Январь –
февраль
2017

<https://neftrossii.ru>

Добыча «Газпрома»:
планы и реальность

Большая и неэффективная
«Транснефть»

«Роснефть» продолжает
экспансию

Слово и дело
Дональда Трампа

Нет у «сланцевой
революции»
конца

Нефтяная отрасль в тоске «по идеалу»

НЕФТЬ РОССИИ № 1-2 2017



IX МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПАО «ЛУКОЙЛ»

ПО ПРОБЛЕМАМ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

«Перспективные направления развития техники и
технологии строительства и реконструкции скважин»

24 - 28 апреля 2017 года



Организатор Конференции:
Департамент по строительству скважин ПАО «ЛУКОЙЛ»
Технический оператор: ООО «НЕГУС ЭКСПО Интернэшнл»

www.oilconf.com

РЕКЛАМА

Российский Нефтегазохимический Форум

Газ. Нефть. Технологии
XXV юбилейная международная выставка

23-26 мая, Уфа 2017



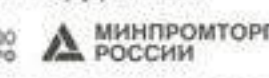
ОРГАНИЗАТОРЫ



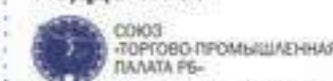
СОДЕЙСТВИЕ



ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



ПОДДЕРЖКА



25 ЛЕТ!
ВСТРЕТИМ
ЮБИЛЕИ
ВМЕСТЕ!



www.gntexpo.ru
(347) 246 41 77, 246 41 93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
ВАНХ ЭКСПО

РЕКЛАМА

Прерванный марафон

Станет ли ожидаемое сокращение производства нефти в России в 2017 году вынужденной паузой в «добычной гонке» или началом долгосрочного спада?

Валерий АНДРИАНОВ

В прошлом году добыча нефти в России вновь продемонстрировала рост – уже восьмой год подряд. Производство «чёрного золота» увеличилось на 2,5%, 547,5 млн т. На фоне явного торможения российской экономики в целом это весьма достойный результат. Установлению очередного добычного рекорда не помешали даже относительно низкие нефтяные котировки.

Но уже можно предвидеть, что в нынешнем году этот тренд будет сломлен. И дело не в том, что отечественная «нефтянка выдохлась» после столь длительного марафона. Просто Россия теперь вынуждена придерживаться ограничений, взятых ею на себя в рамках договорённости с ОПЕК по снижению добычи. Напомним, с 1 января наша страна сократила производство нефти на 300 тыс. барр./сут. Станет ли в связи с этим 2017 г. периодом короткой передышки перед очередным «марафоном» или же началом долгосрочного падения добычи углеводородного сырья?

Это будет зависеть от множества факторов – как внутренних, так и внешних. Как отмечают эксперты компании «ЛУКОЙЛ», за последнее время в отечественном НГК проявились негативные тенденции. Так, добыча в «зрелых» нефтеносных районах продолжает падать быстрыми темпами, несмотря на наращивание объёмов бурения. Поэтому дальнейшее увеличение производства сырья возможно только за счёт ввода в эксплуатацию новых месторождений в удалённых от развитой инфраструктуры регионах – в Заполярье или на арктическом шельфе. Однако этот процесс будет происходить очень медленно, что обусловлено низкими ценами на сырьё, а также западными санкциями.

Правда, Россия обладает также огромным потенциалом в сфере разработки ТРИЗ и нетрадиционных запасов нефти. Но для его реализации необходимы инвестиции и технологии.

В связи с ухудшением ресурсной базы и отсутствием налоговых стимулов высока вероятность снижения добычи после 2019 г. В результате к 2025 г. она может сократиться до 530 млн т (см. статью М. Кутузовой «Идеальный мир нефтяника»).

Большой груз проблем накопился в сфере не только добычи, но и транспортировки нефти. По оценкам специалистов Института энергетики и финансов, «Транснефть» в экономическом аспекте отстаёт от своих зарубежных аналогов по нескольким существенным направлениям. Так, несмотря на монопольное положение компании на российском рынке и её высокую рентабельность, она все последние годы демонстрировала отрицательную скорректированную доходность инвестированного капитала. То есть новые инвестиции приносили лишь убытки и уничтожали акционерную стоимость. В то время как денежный поток от старых, построенных ещё в советское время нефтепроводов покрывал все неэффективные расходы (см. статью «Транснефть: большая и неэффективная»).

Вместе с тем, несмотря на вынужденное сокращение добычи и имеющиеся структурные проблемы, Россия отнюдь не намерена терять свою долю мирового рынка. И если добычной марафон можно считать на какое-то время прерванным, то «экспортная гонка» пока продолжается.

Так, Минэнерго уже пообещало несколько увеличить экспорт нефти в нынешнем году (в 2016 г. он составил 253,5 млн т). Видимо, это произойдёт за счёт сокращения объёмов переработки добытой нефти внутри страны (с 277 до 270 млн тонн), при одновременном увеличении выпуска бензина и дизельного топлива (благодаря повышению глубины переработки). «Сэкономленные» 7 млн т как раз и послужат наращиванию экспортного потенциала.

Одновременно российские компании продолжают активную экспансию на зарубежные рынки. В частности, «Роснефть» в октябре прошлого года заявила о намерениях приобрести 49-процентный пакет акций индийской Essar Oil. По оценкам экспертов, сумма сделки может достичь 7,5 млрд долларов. В результате российской нефть получит прямой выход на рынок с наиболее динамично растущим спросом.

А в начале декабря «Роснефть» выразила желание купить 35% акций «супергигантского» газового месторождения Зохрана средиземноморском шельфе Египта, присоединившись к консорциуму итальянской Eni и англо-голландской BP (см. статью К. Сергеева «Русские идут»).

Однако многие аналитики сомневаются в том, что подобные «экспансионистские» планы будут иметь успех. Ведь соглашение, подписанное ОПЕК и независимыми производителями, не только приведёт к повышению нефтяных цен, но и будет иметь «побочный эффект». А именно – увеличение добычи в странах, не присоединившихся к данному пакту, в первую очередь в США. Но пока эта угроза носит, скорее, теоретический характер.

Как отмечает Управление энергетической информации США (EIA), несмотря на постоянное увеличение с лета прошлого года количества буровых, реальный прирост добычи сланцевой нефти в Штатах в течение 2017 г. не превысит 200 тыс. барр./сут. (см. статью «Голосует "Большая нефть"»).

Несколько иная ситуация складывается в газовой отрасли. «Газпром», в отличие от своих «коллег» из нефтяного сектора, до недавнего времени демонстрировал падение добычи – с 602,8 млрд м³ газа в 1992 г. до 418,5 млрд м³ в 2015-м. И только в прошлом году этот показатель несколько возрос, до 419 млрд м³. Виной тому были снижение спроса на «голубое топливо» в Европе и рост конкуренции со стороны «независимых» производителей газа. Вместе с тем, концерн продолжает наращивать свои мощности и имеет существенные резервы для производственного рывка (см. статью С. Правосудова «Добыча "Газпрома": планы и реальность»).

Таким образом, прерванный добычной марафон пока не грозит серьёзными последствиями отечественному НГК и экономике страны в целом. А некоторую паузу в этой напряжённой гонке надо использовать с умом. В кои-то веки можно сконцентрироваться не на росте валовых показателей, а на решении застарелых структурных проблем отрасли.

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

**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)

OIL OF RUSSIA

16+

Журнал Oil of Russia

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-52701,
выдано 08.02.2013 Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Дмитрий ГУРТОВОЙ

e-mail: editor@neftrossii.ru

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН

Александр НЕКИПЕЛОВ
Академик РАН, председатель Совета директоров
ОАО «Роснефть»

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

Геннадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр 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 РАН, заместитель председателя
Центрального совета Всероссийского общества
охраны природы

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над 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: https://neftrossii.ru

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

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 27.02.2017
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».
Восточно-Мессояхское месторождение. 2016 г.

**NOTA BENE****В. АНДРИАНОВ****Прерванный марафон**

Станет ли ожидаемое сокращение производства нефти в
России в 2017 году вынужденной паузой в «добычной
гонке» или началом долгосрочного спада?

1

**ДЕЛА КОМПАНИЙ****С. ПРАВОСУДОВ,**

кандидат исторических наук, генеральный директор
Института национальной энергетики, главный редак-
тор корпоративного журнала «Газпром»

**Добыча «Газпрома»: планы
и реальность**

Отечественный газовый концерн наращивает свои мощ-
ности и имеет существенные резервы для увеличения
производства сырья

4

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ**К. СЕРГЕЕВ****Русские идут!**

Несмотря на санкции, отечественные компании удивля-
ют Запад не только объёмами добычи, но и активизаци-
ей на зарубежных рынках

11

К. СЕРГЕЕВ**Голосует «Большая нефть»**

Что означает смена хозяина Белого Дома
для добывающих отраслей США и для рынка энергоно-
сителей в целом?

17

М. КУТУЗОВА**Идеальный мир нефтяника**

«ЛУКОЙЛ» прогнозирует устойчивый спрос на нефть. Но
удастся ли его обеспечить на фоне падения инвестиций
в нефтегазовые проекты?

23



«Газпром»



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

СОЦИАЛЬНЫЙ РАКУРС**Ориентир – социальное партнёрство**

Заслуженный отдых: каковы его условия для россиян на фоне нынешних перемен в этой области. Интервью с заместителем генерального директора Негосударственного пенсионного фонда (НПФ) «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» Оксаной Власьевой

28**АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КППМГ**

А. УСОВ,
партнёр, руководитель практики
по работе с компаниями нефтегазового сектора;
А. НАЗАРОВ,
партнёр;
М. МАЛКОВ,
заместитель директора
Группа стратегического консультирования
КППМГ в России и СНГ

Эффективное падение**34****ТРАНСПОРТ****М. КУТУЗОВА****«Транснефть»: большая и неэффективная**

Являясь мировым лидером по объёмам транспортировки сырья, отечественная трубопроводная монополия уступает зарубежным аналогам по финансовым показателям

37**УПРАВЛЕНИЕ**

Р. АЛАБЕРДЕЕВ,
кандидат экономических наук, доцент Академии
управления МВД России

Ответ на новые реалии

Каковы должны быть механизмы и алгоритмы разработки стратегии по обеспечению экономической безопасности нефтегазового комплекса

43**МИРОВОЙ РЫНОК**

В. ВЫСОЦКИЙ,
заместитель генерального директора по нефти и газу
ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии зарубежных стран», лауреат Государственной премии России в области науки и техники

Нет у революции конца

США будут по-прежнему наращивать добычу углеводородного сырья за счёт сланцевых ресурсов, имея при этом «в резерве» потенциал морских акваторий

51**НАУКА И ТЕХНИКА**

И. ЛУЖАНСКИЙ,
доктор технических наук
(АО «НПО «ЦИНИТМАШ»»)

Чтобы трубы не подвели

Для нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан разработана усовершенствованная сталь для литых корпусов задвижек и технология автоматической приварки днищ и катушек

58**ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ**

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Гражданский подвиг геолога Тихоновича

К 145-й годовщине со дня рождения выдающегося русского геолога-нефтяника

63



«Газпром»

Отечественный газовый концерн наращивает свои мощности и имеет существенные резервы для увеличения производства сырья¹

Сергей ПРАВОСУДОВ,
кандидат исторических наук, генеральный директор Института национальной
энергетики, главный редактор корпоративного журнала «Газпром»

Объём добычи газа является ключевым производственным показателем «Газпрома». Если этот показатель существенно снижается, значит, у компании не всё в порядке.

В 1992 г. добыча у «Газпрома» составляла максимальный показатель – 602,8 млрд м³. Однако из-за коллапса в промышленности потребление газа в России стало сокращаться. Компания не спешила вкладывать средства в освоение новых месторождений, а добыча на объектах, запущенных во времена СССР, постепенно сокращалась.

В 1990 годы «Газпром» ввёл в эксплуатацию Комсомольское (1993), Западно-Таркосалинское (1996) и Губкинское (1999) месторождения. В результате в 1997 г. он добыл 533,8 млрд м³ газа, а в 2001-м – 512 млрд м³. Постепенно из-за того, что цену газа в России определяло государство, а в отношении нефтепродуктов и угля это делал рынок, газ стал самым дешёвым видом топлива. Это привело к росту спроса на него, особенно со стороны электроэнергетики. Одновременно увеличивались и экспортные поставки «голубого топлива». Необходимо было наращивать добычу.

На пути к ачимовскому газу

Осенью 2001 г. было введено в эксплуатацию гигантское месторождение Заполярное. Его начали осваивать ещё при Реме Вяхиреве, но запустил его уже Алексей Миллер. В результате добыча газа стала расти. В 2002 г. «Газпром» добыл 522 млрд м³, а в 2003-м – уже 547,6 млрд м³.

Заполярье в 2001 г. дало 7,1 млрд м³ газа, в 2002 – 36,8 млрд м³, в 2003 – 67 млрд м³. При этом на старых месторождениях «Газпрома» добыча в 2003 г. сократилась на 23 млрд м³. То есть Заполярное с лихвой компенсировало это снижение. Кроме того, в 2003 г. «Газпром» начал добычу газа на Таб-Яхинском участке Уренгойского месторождения с производительностью 5 млрд м³ в год. Тогда же было запущено Вынгайхинское месторождение (5 млрд м³ газа в год).

Показательна статистика бурения новых эксплуатационных скважин на месторождениях «Газпрома». В 2000 г. было пробурено 89 скважин, в 2001-м – 157, в 2002-м – 242, в 2003-м – 309, а в 2004 г. – 453.

¹ Статья подготовлена по материалам книги: Правосудов С. А. Нефть и газ. Деньги и власть. – М.: Товарищество научных изданий КМК. – 2017. – 291 с.

В сентябре 2004 г. стартовала добыча на Еты-Пуровском месторождении (проектная производительность 15 млрд м³ газа в год). А в октябре того же года «Газпром» запустил в эксплуатацию Песцовую площадь Уренгойского месторождения (27,5 млрд м³). В декабре началась добыча на Анеряхинской площади Ямбургского месторождения (10 млрд м³). В том же году Заполярное месторождение вышло на проектную мощность – 100 млрд м³ в год.

В 2006 г. «Газпром» начал добычу на Харвутинской площади Ямбургского месторождения (10 млрд м³ в год) и приступил к освоению ачимовских залежей Уренгойского месторождения.

Ачимовские залежи расположены на глубине 3200–4000 м и значительно сложнее для освоения, чем находящиеся выше сеноманские (1100–1700 м) и валанжинские (1700–3200 м) пласты. Также в ачимовском газе содержится много примесей, что требует уделять особое внимание его очистке. В то же время этот геологический уровень является ценным источником газового конденсата, содержание которого здесь более 300 г на 1 м³.

В 2003 г. «Уренгойгазпром» и немецкая Wintershall AG создали на паритетной основе совместное предприятие «Ачимгаз». В 2008 г. это СП начало добычу газа и конденсата. За весь период разработки, который продлится 43 года, планируется извлечь около 200 млрд м³ газа и 40 млн т стабильного конденсата.

В конце 2009 г. «Газпром» приступил к самостоятельной добыче газа из ачимовских пластов Уренгойского месторождения (на втором участке). Начальник департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти «Газпрома» Василий Подюк в начале 2006 г. в беседе с автором этой статьи дал следующий прогноз по добыче газа из ачимовских залежей: «Ачимовские залежи потенциально могут давать “Газпрому” 25–30 млрд м³ газа в год. К 2010 г. мы планируем ввести в эксплуатацию два ачимовских участка на Уренгойском месторождении. Однако в них содержится достаточно большое количество конденсата. Для его транспортировки и стабилизации необходимо использовать мощности “Уренгойгазпрома” и Сургутского ЗСК. Они ограничены 8 млн т в год, а расширять их, как показали проведенные расчёты, экономически неэффективно. Поэтому мы будем осваивать ачимовские залежи постепенно, чтобы загружать действующую инфраструктуру “Уренгойгазпрома” и Сургутского ЗСК»².

В дальнейшем эти планы были изменены, так как было принято решение увеличить объём добычи и переработки конденсата. В частности, в 2015 г. генеральный директор ООО «Газпром переработка» Юрий Важенин заявил: «В 2014 г. в Новом Уренгое, на Заводе по подготовке конденсата к транспорту, был переработан максимальный объём углеводородного сырья за весь период работы – 11,5 млн т. С начала эксплуатации достигнут наивысший объём переработки углеводородного сырья, поставляемого на Сургутский завод по стабилизации конденсата (ЗСК) по конденсатопроводу Уренгой – Сургут (9,7 млн т). В октябре на Сургутском ЗСК введена в эксплуатацию установка стабилизации конденсата (8-я и 9-я технологические линии), тем самым мы увеличили проектные перерабатывающие мощности завода с 8 млн до 12 млн т в год. Реализованы мероприятия по обеспечению приёма дополнительных объёмов сырья на Завод по подготовке конденсата к транспортировке. Теперь максимальная мощность завода по переработке ачимовского конденсата достигла 4 млн т в год. Это открыло “Газпрому” путь к увеличению добычи газа на северных месторождениях Западной Сибири. Также в настоящее время мы достраиваем наши мощности по транспортировке углеводородного сырья от Уренгоя до Сургута»³. С 2010-го по 2015 г. «Газпром» увеличил добычу конденсата с 11,3 до 15,3 млн т в год.

В 2015 г. из ачимовской залежи было добыто 7 млрд м³ газа и 3,3 млн т газового конденсата. В начале 2015 г. генеральный директор ООО «Газпром добыча Уренгой» Сергей Мазанов заявил журналу «Газпром»: «Сейчас на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) № 31 совместного предприятия ЗАО “Ачимгаз” работают 53 эксплуатационные скважины. На УКПГ-22 ООО “Газпром добыча Уренгой” функционируют 26 скважин. С начала разработки на этих объектах добыто свыше 11 млрд м³ газа и 5 млн т газового конденсата, а также более 6 млрд м³ и 3 млн т газа и газового конденсата соответственно»⁴.

Весной 2015 г. заместитель председателя правления ОАО «Газпром» Виталий Маркелов озвучил новые планы по добыче ачимовского газа: «Запасы ачимовских залежей только на территории деятельности ООО “Газпром добыча Уренгой” составляют более 1 трлн м³ газа и свыше 400 млн т конденсата (по категории C1).

В период 2022–2024 гг. на ачимовских участках Уренгойского НГКМ планируется достичь максимальных уровней добычи – до 36 млрд м³ газа в год и 10,8 млн т нестabilьного газового конденсата. В период до 2039 г. накопленная добыча превысит здесь 750 млрд м³ газа и 200 млн т нестabilьного газового конденсата»⁵. А в 2016 г. он увеличил планку по максимальной добыче конденсата до 12,8 млн т.

ОСОБОЕ ЗНАЧЕНИЕ ЮЖНО-РУССКОГО

Но вернёмся чуть назад. В 2007 г. заместитель председателя правления «Газпрома» Александр Ананенков озвучил прогноз по стремительному росту добычи компании: «Изначально мы планировали в 2010 г. добыть порядка 560 млрд м³ газа, но по новому прогнозу, если брать его максимальные значения, эта величина может составить 570 млрд м³. В 2020 г. сначала предполагалось произвести самое большее – 590 млрд м³ газа, теперь – 670 млрд».

По его мнению, это было вызвано повышенным спросом на «голубое топливо» на внутреннем рынке, который был спровоцирован восстановлением и бурным развитием экономики нашей страны на фоне сохранения высокой энергоёмкости, связанной с низкими ценами на газ и, следовательно, структурными перекосами в топливно-энергетическом балансе РФ. Кроме того, на пересмотр производственных планов «Газпрома» повлияли и прогнозы увеличения потребления газа на внешних рынках, в частности в странах АТР и Северной Америки.

«Зимой 2005–2006 гг., в период аномально низких температур, “Газпром” вышел на форсированный режим добычи “голубого топлива”, объёмы которой в годовом измерении составляли примерно 630 млрд м³. Сегодня наши возможности расширились, – отметил Александр Ананенков. – Между тем, если конъюнктура рынка будет положительной, мы готовы выйти и на большие объёмы производства»⁶.

По его словам, ресурсная база «Газпрома» позволяет довести добычу до 900 млрд м³ в год. Летом 2008 г. прогноз добычи на 2015 г. снова увеличился, теперь до 610–615 млрд м³. В реальности в 2015 году «Газпром» добыл 418,5 млрд м³ газа.

В декабре 2007 г. состоялся торжественный пуск Южно-Русского месторождения (мощность 25 млрд м³ в год). Осваивать

² Подюк В. Добыча будет нарастать // Газпром. 2006. № 3.

³ Важенин Ю. Исторический максимум // Газпром. 2015. № 6.

⁴ Мазанов С. Осваиваем ачимовку // Газпром. 2015. № 4.

⁵ Маркелов В. Вглубь и вширь // Газпром. 2015. № 4.

⁶ Кириллов Д. Активизация движения // Газпром. 2007. № 7–8.



«Газпром»

запасы этого участка «Газпром» стал совместно с германским концерном BASF. В скором времени к ним присоединилась ещё одна компания из ФРГ – E.ON.

Для «Газпрома» освоение Южно-Русского имеет особое значение – ведь именно здесь был применён на практике принцип обмена активами с иностранными партнёрами. В результате сделки «Газпром» увеличил принадлежавший ему пакет акций в совместном предприятии WINGAS и стал партнёром немецкой компании в разработке нефтяных участков в Ливии.

По случаю пуска месторождения в центральном офисе «Газпрома» в присутствии первого заместителя председателя правительства РФ, главы совета директоров ОАО «Газпром» Дмитрия Медведева и вице-канцлера, министра иностранных дел Германии Франка-Вальтера Штайнмайера состоялась торжественная церемония. Как известно, в мае 2008 г. Дмитрий Медведев стал президентом России.

После этого мероприятия Франк-Вальтер Штайнмайер отправился в Кремль на встречу с Владимиром Путиным. Российский президент отметил важность запуска Южно-Русского месторождения для отношений России и Германии. «Дело не в объёмах, которые будут поставяться с этого месторождения, дело в качестве отношений между партнёрами, – подчеркнул Владимир Путин. – Обмен активами и повышение доверия друг к другу – это как раз то направление в развитии сотрудничества в сфере энергетики, на которое в целом, при учёте интересов друг друга, готова российская сторона»⁷.

В начале 2008 г. генеральный директор ОАО «Севернефтегазпром» (эксплуатирует Южно-Русское месторождение) Эдуард Худайнатов рассказал журналу «Газпром»

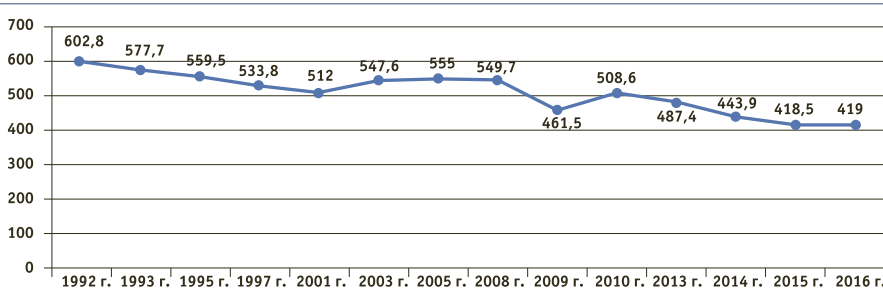
о работе над этим проектом: «Впервые в системе “Газпрома” обустройство крупного месторождения решено было осуществить методом проектного финансирования, привлекая средства непосредственно под сам проект, где “Севернефтегазпром” является одновременно заказчиком, организатором строительства и добывающей компанией. В феврале 2006 г. на Южно-Русском началось бурение первой эксплуатационной скважины, в марте – забита первая свая на УКПГ и заверен первый стык газопровода товарного газа, и уже в октябре 2007-го был введён в строй пусковой комплекс месторождения. Сбытом нашего газа занимаются “Газпром” и совместная российско-германская компания ЗАО “Газпром ЮРГМ Трейдинг”. Это предприятие учреждено в рамках сделки по обмену активами с немец-

ГЛАВНЫЙ ПРОЕКТ – «ЯМАЛ»

Итоги 2009 г. охладил пыл руководства «Газпрома». Объём добычи составил 461,5 млрд м³. В связи с падением спроса на внешнем и внутреннем рынках, вызванным мировым экономическим кризисом, этот показатель оказался на 16% меньше, чем в 2008 г. (549,7 млрд м³). За тот же период было извлечено 10,1 млн т газового конденсата и 31,6 млн т нефти. Это соответственно на 0,8 млн и 0,4 млн т ниже уровня добычи жидких углеводородов в 2008 г.

Падение спроса привело к необходимости пересмотреть сроки ввода в эксплуатацию новых месторождений. В первую очередь это коснулось мегапроекта «Ямал», сравнимого по масштабу и значению с освоением месторождений Западной Сибири в 1970 годах.

Добыча газа «Газпромом», млрд м³



Источник: ПАО «Газпром».

ким концерном BASF. Оно осуществляет закупку у нас газа и его реализацию в объёмах, которые пропорциональны доле экономического участия BASF в проекте разработки месторождения»⁸. Вскоре Эдуард Худайнатов перешёл из «Газпрома» в «Роснефть» и одно время занимал пост президента этой компании.

Первым шагом к разработке углеводородных богатств полуострова является начало добычи газа на крупнейшем месторождении – Бованенковском. Его разведанные и предварительно оценённые запасы составляют 4,9 трлн м³. Проектный объём добычи определён в 115 млрд м³ в год, а в перспективе он должен увеличиться до 140 млрд м³.

Ранее предполагалось, что ввод в эксплуатацию первых пусковых комплексов

⁷ Сергеев П. Новый газ // Газпром. 2008. № 1–2.

⁸ Худайнатов Э. Впереди как минимум полвека // Газпром. 2008. № 1–2.

месторождения и системы магистральных газопроводов Бованенково – Ухта состоит в 2011 г. Но из-за снижения спроса было решено сдвинуть сроки на третий квартал 2012 г. Однако продолжился ввод в эксплуатацию небольших месторождений. В 2010 г. в Единую систему газоснабжения поступил газ с Ярейской площади Ямсовейского месторождения (мощность – 0,5 млрд м³ в год) и Западно-Песцовой площади Уренгойского месторождения (2 млрд м³). А в декабре 2011 г. были введены в промышленную эксплуатацию апт-альбские залежи Ныдинской площади Медвежьего месторождения с максимальной проектной годовой добычей 2,3 млрд м³.

По итогам 2010 г. добыча «Газпрома» несколько увеличилась и достигла 508,6 млрд м³. Это позволило заместителю председателя правления компании Александру Ананенкову вернуться к оптимистическим прогнозам по добыче. Летом 2011-го он заявил, что «Газпром» планирует добыть в 2013 г. – 549, а в 2014-м – 570 млрд м³ газа.

Однако политика правительства РФ по поддержке независимых производителей газа, одновременно со стагнацией спроса на внутреннем рынке, а также снижение потребления в Европе и странах ближнего зарубежья разрушили эти планы. В 2013 г. «Газпром» добыл 487,4 млрд, в 2014-м – 444 млрд, а в 2015-м – 418,5 млрд м³ (см. рис.).

Однако, поскольку планы у компании были совершенно другими, она активно наращивала добычные мощности. В частности, в январе 2013 г. «Газпром» увеличил их на Заполярном месторождении до 130 млрд м³ за счёт эксплуатации валанжинской залежи.

Но самым главным добычным проектом корпорации оставался «Ямал». Как отметил в начале 2013 г. заместитель председателя правления «Газпрома» Виталий Маркелов, Программой комплексного освоения месторождений углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края, утверждённой приказом № 441 от 10 сентября 2010 г. Министерства энергетики РФ, предусмотрены два сценария развития добычи углеводородов на полуострове Ямал – базовый, основывающийся на балансовых запасах газа, и интенсивный, учитывающий перспективные ресурсы по объектам прилегающего шельфа. В соответствии с базовым сценарием, добыча газа по месторождениям полуострова Ямал ожидается в объёме до 236 млрд м³ в год, а за пределами 2025 г. предусматривается освоение крупнейших место-

Восточные центры добычи

Виталий МАРКЕЛОВ,
заместитель председателя правления
ПАО «Газпром»

Начало добычи газа на Чаяндинском месторождении в Якутии намечено на конец 2018 г. К этому времени состоится ввод в эксплуатацию участка газотранспортной системы «Сила Сибири» от Чаяндинского месторождения до Благовещенска и первоочередных газоперерабатывающих мощностей. Это позволит в 2019 г. начать прямые поставки газа в Китай. Выход на проектную мощность Чаяндинского месторождения предусмотрен на 2022 г. Максимальный уровень годовой добычи составит 25 млрд м³ газа. Период постоянной добычи продлится 30 лет. Накопленная добыча газа достигнет 1,262 трлн м³ (коэффициент газоотдачи – 87%). Максимальная годовая добыча нефти – 1,9 млн т, а накопленная – 67,5 млн т (коэффициент нефтеотдачи – 25,9%).

В декабре 2011 г. ОАО «Газпром» получил лицензии на месторождения, расположенные в Республике Саха (Якутия): Верхневилучанское, Тас-Юряхское, Соболах-Неджелинское и Среднетюнжское. В рамках подготовки проектного документа по разработке Чаяндинского НГКМ специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была выполнена экспертная оценка добычных возможностей данной группы месторождений – до 18 млрд м³ в год.

В 2022 г. планируется ввести в промышленную эксплуатацию Ковыктинское месторождение в Иркутской области. Выход его на проектную мощность предусмотрен на пятый год разработки. Максимальный уровень годовой добычи свободного газа достигнет 35 млрд м³, с периодом постоянной добычи – 30 лет. Проектный уровень добычи стабильного конденсата составит 1882 тыс. т в год.

Проект создания системы магистральных газопроводов «Сила Сибири» предусматривает транспортировку «голубого топлива» Якутского и Иркутского центров газодобычи на Дальний Восток России и его экспорт в Китай. Протяжённость газопровода составит около 4 тыс. км, его работу обеспечат восемь компрессорных станций (КС) общей мощностью 1331 МВт. Строительство магистрали будет осуществляться в рамках контракта на поставку российского трубопроводного газа в Китай, заключённого в мае 2014 г. ОАО «Газпром» и China National Petroleum Corporation. В соответствии с документом, в Китай ежегодно



«Газпром»

предполагается экспортировать 38 млрд м³ российского газа в течение 30 лет.

Первые поставки «голубого топлива» начнутся по системе газопроводов «Сила Сибири» уже в 2018 г. К этому времени ПАО «Газпром» планирует ввести в эксплуатацию 2240 км линейной части магистрали и КС «Зейская», после чего пропускная способность системы составит 5 млрд м³ газа в год. С вводом в 2020 г. КС «Нимырская» объёмы поставок по «Силе Сибири» увеличатся до 10 млрд м³ ежегодно. В 2021 г. предполагается запустить КС «Олекминская» и «Сковородинская», что повысит пропускную способность магистрали до 15 млрд м³ в год.

В 2022 г. планируется ввести в эксплуатацию сразу четыре КС («Сальдыкельская», «Амгинская», «Нагорная» и «Сивакинская»), в результате чего объём транспортируемого газа вырастет до 22 млрд м³ ежегодно.

В 2023 г. предусматривается расширение мощностей четырёх уже запущенных в строй КС («Сальдыкельская», «Олекминская», «Нимырская» и «Сковородинская»), ввод в эксплуатацию 844,5 км лупингов, подключение к системе Ковыктинского газоконденсатного месторождения и газопровода от него до Чаяндинского месторождения протяжённостью 792,8 км. В итоге мощность «Силы Сибири» увеличится до 30 млрд м³ в год.

На завершающей стадии реализации проекта (2024–2031 гг.) предполагается ввести КС между Ковыктинским и Чаяндинским месторождениями, нарастить мощности трёх КС («Амгинская», «Нагорная» и «Сивакинская») и построить лупинг протяжённостью 719,3 км. После этого система «Сила Сибири» выйдет на проектную мощность 38 млрд м³ «голубого топлива» в год¹¹.

¹¹ Маркелов В. Вглубь и вширь // Газпром. 2015. № 4.

рождений шельфа Карского моря с добычей до 74 млрд м³ ежегодно.

Освоение месторождений суши Ямала планируется осуществить путём создания трёх промышленных зон – Бованенковской, Тамбейской и Южной. Первая группа (Бованенковская) включает три базовых месторождения: Бованенковское, Харасавэйское и Крузенштернское. Валовая добы-

ча по группе оценивается в 217 млрд м³ газа и 4 млн т стабильного конденсата в год.

Вторая группа (Тамбейская) состоит из шести месторождений: Южно-Тамбейского, Северо-Тамбейского, Западно-Тамбейского, Тасийского, Малыгинского, Сядорского. Здесь ежегодная валовая добыча может достигать 65 млрд м³ газа и 2,8 млн т стабильного конденсата.



Третья группа (Южная) включает девять месторождений: Ново-Портовское, Нурминское, Мало-Ямальское, Ростовцевское, Арктическое, Средне-Ямальское, Хамба-тейское, Нейтинское и Каменномыское. Она рассматривается как первоочередной объект для добычи нефти с максимальным годовым уровнем – 7 млн т. Добычные возможности Южной группы по газу небольшие – около 30 млрд м³ в год.

Освоение объектов на шельфе Карского моря предполагалось начать после 2025 г. с целью вывода добычи газа на прогнозный уровень и загрузки системы магистрального транспорта в период падения отборов из месторождений континентальной части Ямала⁹.

В конце 2012 г. началась добыча на Бованенковском месторождении. В том же году там было получено 4,9 млрд м³ газа, в 2013-м – 22,8 млрд, в 2014-м – 42,8 млрд, а в 2015 г. – 61,9 млрд м³. При этом введенные мощности позволяли добывать 90 млрд м³.

Для того чтобы начать масштабное освоение месторождений полуострова Ямал «Газпром» за свой счёт построил железнодорожную ветку Обская – Бованенково (572 км). Наиболее трудный её участок – переход через реку Юрибей. В результате был сооружён четырёхкилометровый мост. Чтобы закрепить опоры в вечной мерзлоте, строителям пришлось бурить скважины глубиной 20–40 метров. При сооружении опор применялось «горячее погружение» – пропарка вечной мерзлоты и последующее создание шестиметровой грунтовой пробки для сохранения в

основании нужных отрицательных температур с целью обеспечения несущей способности. В начале июня 2009 г. состоялось торжественное открытие самого длинного в мире моста за Полярным кругом. По мосту через Юрибей в поезде при пробной эксплуатации проехали полпред президента России в Уральском федеральном округе Николай Винниченко, губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа Юрий Неелов и генеральный директор ООО «Газпромтранс» Вячеслав Тюрин. Но этим дело не ограничилось, так как высокое начальство в Москве узнало о таком уникальном сооружении. В сентябре того же года мост через Юрибей торжественно открыл премьер-министр РФ Владимир Путин.

РЕЗЕРВЫ ДОБЫЧИ «ГАЗПРОМА»

В 2014 г. «Газпром» подписал с китайской госкомпанией China National Petroleum Corporation (CNPC) контракт на поставку 38 млрд м³ газа в год. Для этого необходимо освоить месторождения в Якутии и Иркутской области, а также построить газопровод «Сила Сибири». О планах по реализации этого проекта в апреле 2015 г. рассказал Виталий Маркелов (см. «Восточные центры добычи»).

В 2016 г. он также заявил, что проектный уровень добычи на Ковыктинском месторождении составит не 35, а 25 млрд м³. Достичь его планируется в 2024 г.

У «Газпрома» есть ещё существенный резерв по увеличению добычи в Астраханской области. Однако компания не спешит им пользоваться, так как себестоимость газа здесь весьма высока из-за большой глубины его залегания и наличия примесей сероводорода. Вот как описал эту си-

туацию начальник департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти Всеволод Черепанов: «Пока увеличения добычи газа сверх 12 млрд м³ в год на Астраханском месторождении не планируется, поскольку мощности по подготовке и переработке его уже загружены на 100%. Кроме того, добыча астраханского газа ограничивается содержанием в добываемой смеси большого количества серы, что приводит к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в связи с чем возникает проблема сохранения экологических показателей действующего завода в пределах отведённого лимита. Вместе с тем следует отметить, что в настоящий момент Астраханский свод – это основной перспективный объект для развития добычи углеводородов в Европейской России. Запасы газа категорий В+С₁+С₂ превышают 5 трлн м³, а ресурсный потенциал – более 7 трлн м³. При условии решения проблемы утилизации и глубокой переработки кислых газов (в перспективе после 2020 г.) возможно увеличение суммарной добычи «голубого топлива» по Астраханскому своду до 70 млрд м³ ежегодно¹⁰.

«Газпром» реализует также интересный проект по добыче газа из каменного угля. В 2009 г. в ходе геологоразведочных работ на Талдинской площади в Кемеровской области было построено семь скважин глубиной от 600 до 960 м, вскрывающих продуктивные пласты суммарной мощностью 24 м. На скважинах проведены гидроразрывы угольных пластов и получены притоки газа. В итоге 12 февраля 2010 г. компания запустила первый в России промысел по добыче угольного газа.

На торжественной церемонии присутствовали Президент РФ Дмитрий Медведев, губернатор Кемеровской области Аман Тулеев и председатель правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер. «Сегодня мы сделали важный шаг на пути создания новой подотрасли в топливно-энергетическом комплексе России – добычи метана из угольных пластов. Наша страна обладает гигантскими прогнозными ресурсами угольного газа – около 84 трлн м³, что сопоставимо с третьими прогнозными ресурсами природного газа в России», – заявил Алексей Миллер. Ресурсы Кузнецкого угольного бассейна достигают 13 трлн м³, из них около 6 трлн относится к Южно-Кузбасской группе месторождений, на которой работает «Газпром».

Согласно бизнес-плану, в течение первых 5 лет эксплуатации скважин на площадях Южно-Кузбасской группы, необхо-

⁹ Маркелов В. Расширяем географию // Газпром. 2013. № 4.

¹⁰ Черепанов В. Север, юг и восток // Газпром. 2011. № 1–2.

димо, чтобы добыча достигла 1,6 млрд м³ в год, а к 2020 г. возрасла до 4 млрд м³ в год, что сопоставимо с потребностями Кемеровской области в природном газе. Изначально планировалось, что в 2013–2014 гг. начнутся поставки газа в магистральный трубопровод.

Однако практика сильно отстала от смелых планов. В 2009–2015 гг. в пределах лицензионного участка ООО «Газпром добыча Кузнецк» на Талдинском и Нарыкско-Осташкинском метаноугольных месторождениях были построены 33 разведочные скважины, из которых удалось получить всего 43 млн м³ газа. Он начал использоваться в качестве моторного топлива и для производства электроэнергии.

Следует отметить, что для добычи метана пригодны далеко не все месторождения. Так, длиннопламенные бурые угли бедны этим газом. В свою очередь, уголь антрацит отличается высокой концентрацией газа, но его невозможно извлечь из-за высокой плотности и чрезвычайно низкой проницаемости залежи. Угли, занимающие промежуточное положение между бурыми и антрацитом, относятся к самым перспективным для добычи метана. Именно такой уголь залегает в Кузбассе.

Особенность метаноугольных месторождений состоит в том, что в отличие от традиционных залежей, где природный газ находится в свободном состоянии в пористых коллекторах (например, в песчанике), в угольных пластах метан сорбирован углём или заземлён в мельчайших трещинах. Содержание газа в самых насыщенных углях составляет 30 м³ на 1 т. Кстати, на глубинах до 1 км концентрация метана в угле выше, чем в пористых породах. Но отсюда его гораздо труднее извлечь.

Для начала добычи необходимо пробурить скважину. Однако, если газ, содержащийся в песчанике, свободно выходит на поверхность за счёт пластового давления, в залежах угля необходимо создать каналы для его движения. Их делают за счёт гидроразрыва пласта и последующей откачки воды. На глубине 1000 м давление составляет 100 атмосфер. Если оно снижается, то метан переходит в свободное состояние, мигрирует по образовавшимся трещинам к устью скважины и далее на поверхность.

С момента начала откачки пластовых вод дебит скважины постепенно растёт по мере увеличения депрессии и через несколько месяцев достигает своего максимального уровня. А затем он плавно снижается в течение многих лет. Это коренным образом отличает метаноугольные промыслы от обычных, где дебиты природ-

ного газа имеют максимальные значения в момент вскрытия продуктивного пласта и уменьшаются по мере истощения месторождения и падения пластового давления.

Извлечением метана из угольных месторождений в промышленных масштабах занимаются США, Австралия, Канада, Китай и Колумбия. Необходимо обратить внимание на тот факт, что масштабная добыча угольного метана за рубежом началась после того, как государство стало стимулировать эти проекты. По такому пути пошли правительства США, Австралии, Китая, которые предоставили значительные налоговые льготы компаниям, занявшимся извлечением газа из угольных пластов. России тоже пришлось прибегнуть к такому механизму. Метан угольных пластов был включён в перечень ресурсов, которые не облагались налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Характерно, что российский институт «Промгаз» (сегодня – дочернее предприятие «Газпрома») первым в мире произвёл гидроразрыв угольного пласта. Это произошло в 1954 г. в рамках работ по подземной газификации углей в Донбассе. Однако тогда добывали не метан, а горючие газы, которые образуются в результате сжигания угля под землёй. Эта технология выглядела следующим образом. В угольном пласте бурились две скважины и соединялись с помощью гидроразрыва. В одну закачивали воздушную смесь, которая должна поддерживать горение угля, а из второй выходили на поверхность продукты его неполного сгорания.

В 1956 г. на основе данного принципа была построена Южно-Абинская станция подземной газификации углей вблизи города Кисилёвска (Кемеровская обл.), которая проработала до 1996 г. Она снабжала этим топливом 14 промышленных и коммунально-бытовых потребителей. Однако после начала разработки гигантских запасов «голубого топлива» Западной Сибири эти проекты были свернуты. Дело в том, что себестоимость добычи природного газа из крупных месторождений существенно ниже, чем угольного метана или горючих газов.

Вместе с тем, традиционная ресурсная база постепенно истощается. Приходится бурить более глубокие скважины на действующих месторождениях и выходить на неосвоенные территории – полуостров Ямал, Восточную Сибирь, шельф северных морей. В результате себестоимость добычи природного газа будет неуклонно расти.

В этих условиях извлечение метана из угольных пластов становится всё более

привлекательным бизнесом, особенно если учесть, что этот газ будет поставляться потребителям, расположенным в непосредственной близости от промыслов (прежде всего, в Кемеровской области). Это позволит «Газпрому» сэкономить на его транспортировке. Напомним, что среднее плечо транспортировки газа при поставке российским потребителям превышает 3 тыс. км. Кстати, по своему составу угольный газ зачастую лучше природного, так как содержит меньше примесей и на 95–97% состоит из чистого метана.

Заинтересованность местных властей в реализации этого проекта вполне очевидна. В регионе появятся новые рабочие места, да и труд шахтёров станет безопаснее. Дело в том, что сегодня глубина шахт в Кемеровской области уже превышает 300 м. Зона газового выветривания (где метана в угольных пластах почти нет) составляет 150–200 м, а дальше содержания метана в угле очень велико. Неслучайно в последнее время горняки достаточно часто гибнут из-за взрывов газа. Если объединить усилия угольщиков и газовиков, то можно получить хороший синергетический эффект. Сначала в пласт будут буриться скважины для извлечения метана, а через несколько лет на этих участках начнётся добыча угля.

По словам Виталия Маркелова, на Талдинском метаноугольном месторождении к 2017–2018 гг. планируется полностью отработать технологию добычи и перейти к массовому эксплуатационному бурению (до 96 скважин в год). Намечается также провести оценку перспективности добычи метана угольных пластов на Тутуяской площади.

О перспективах нефтегазовых компаний лучше всего даёт представление показатель величины запасов углеводородного сырья, которые находятся у них на балансе. У «Газпрома» этот показатель стабильно увеличивается. В 2000 г. запасы газа «Газпрома» составляли 28 трлн м³, а в 2015-м – уже 36,15 трлн м³. При объёме добычи 500 млрд м³ в год, этих запасов хватит на 72 года.

Однако компания в результате геолого-разведочных работ ежегодно обнаруживает больше новых запасов, чем извлекает из недр. В частности, в 2006 г. было открыто 591 млрд м³ новых запасов, в 2008-м – 583, в 2011-м – 719, в 2013-м – 647, а в 2014 г. – 823 млрд м³. Если говорить о жидких углеводородах, то запасы «Газпрома» в 2015 г. составляли 2,1 млрд т нефти и 1,5 млрд т конденсата. Очевидно, что такая гигантская ресурсная база открывает перед корпорацией огромные перспективы. ■



OGU
Uzbekistan



21-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

21st UZBEKISTAN
INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.ogu-expo.ru

17-19
МАЯ / MAY
2017

УЗБЕКИСТАН, ТАШКЕНТ
UZBEKISTAN, TASHKENT

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В УЗБЕКИСТАНЕ

THE LEADING
OIL & GAS EVENT
IN UZBEKISTAN

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY



CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD

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

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

Русские идут!

Несмотря на санкции, отечественные компании удивляют Запад не только объёмами добычи, но и активизацией на зарубежных рынках



Константин СЕРГЕЕВ

Западные эксперты опасаются начала в 2017 г. триумфального экспортного шествия российских углеводородов и расширения районов активности российских операторов гораздо больше, чем призраков пресловутых танковых дивизий.

Любопытно, что после судьбоносной для нефтяного рынка встречи в Вене подобные ожидания только усилились, несмотря на то что Россия официально приняла на себя обязательства по значительному сокращению добычи «чёрного золота».

ЧЕМ МЕНЬШЕ, ТЕМ... БОЛЬШЕ?

Десятого декабря прошлого года в австрийской столице было достигнуто комплексное соглашение членов ОПЕК с рядом независимых производителей о поэтапном сокращении производства «чёрного золота» с 1 января 2017 г.

Ожидается, что суммарное снижение мировой добычи уже в I полугодии составит 1 млн 758 тыс. барр./сут. Причём по уровню добровольного самоограничения Россия уступает только Саудовской Аравии (см. табл. 1).

На долю российских добывающих компаний придётся почти 54% из 558 тыс. барр./сут, на которые будет уменьшено производство нефти 11-ю государствами, не входящими в ОПЕК, в то время как предполагаемые потери Саудовской Ара-

вии составят лишь около 40,5% всего снижения добычи членами мирового нефтяного клуба (1,2 млн барр./сут).

Заметим, что США, как независимый производитель, весьма заинтересованный в стабильности нефтяных котировок для реанимации «сланцевой революции», пока не проявили желания присоединиться к Венскому соглашению.

По свидетельству Министерства энергетики РФ, 12 крупнейших отечественных компаний согласились уменьшить объёмы производства в рамках общей квоты. Несмотря на отчётливый скепсис западных наблюдателей, эти обязательства уже начали выполняться. По данным ЦДУ ТЭК, только за первые 8 дней января совокупная среднесуточная добыча была уменьшена на 133 тыс. барр. (до 11 млн 114 тыс. барр.). Более того, согласно официальной информации руководства «Транснефти», уже в I-м квартале 2017 г. Россия готова на 377 тыс. т сократить вывоз «чёрного золота» в дальнейшем зарубежье по сравнению с октябрём – декабрем 2016 г. (до 50,98 млн т).

Тем не менее Россия продолжает внушать конкурентам заметные опасения, что вызвано уже достигнутыми ею результатами в этой области. Согласно подсчётам ЦДУ ТЭК, производство нефти и газового конденсата в РФ по итогам

Табл. 1. Ожидаемое сокращение добычи нефти основными производителями в соответствии с Венскими соглашениями

Страна	Тыс. барр./сут
Саудовская Аравия	486
Россия	300
Ирак	209
ОАЭ	139
Кувейт	131
Мексика	100
Венесуэла	95
Ангола	87
Алжир	50
Оман	45
Азербайджан	35
Катар	30
Эквадор	26
Казахстан	20
Малайзия	20
Экваториальная Гвинея	12
Бахрейн	10
Габон	9
Южный Судан	8
Бруней	4

Источники: Секретариат ОПЕК, Министерство энергетики РФ, Bloomberg, ZeroHedge.

прошлого года достигло 547,499 млн т (+3,7% по сравнению с 2015 г.), что соответствует среднесуточной добыче – 10,965 млн баррелей. Экспорт нефти только в дальнее зарубежье также значительно вырос – до 235,813 млн т (4,723 млн барр./сут), то есть на 7% по сравнению с 2015 г.

Обещание от лица российского Минэнерго «небольшого плюса» к общим экспортным объёмам 2016 г. (253,5 млн т) заставляет западных отраслевых экспертов искренне сомневаться в том, что снижение добычи нефти на 300 тыс. барр./сут в текущем году столь же существенно отразится на экспортных возможностях России. Усилению подобных сомнений способствуют и прогнозы Минэнерго о падении объёмов переработки добытой нефти внутри страны (с 277 до 270 млн т в 2017 г.) при одновременном увеличении выпуска бензина и дизельного топлива. В свою очередь, «сэкономленные» 7 млн т нефти могут послужить увеличению экспортного потенциала даже при уменьшении объёмов производства «чёрного золота».

Таким образом, на фоне обещанного сокращения добычи речь всё чаще заходит о дальнейшей активизации экспансии РФ на мировых рынках энергоносителей. Тем более что загадочная Россия продолжает преподносить всё новые сюрпризы...

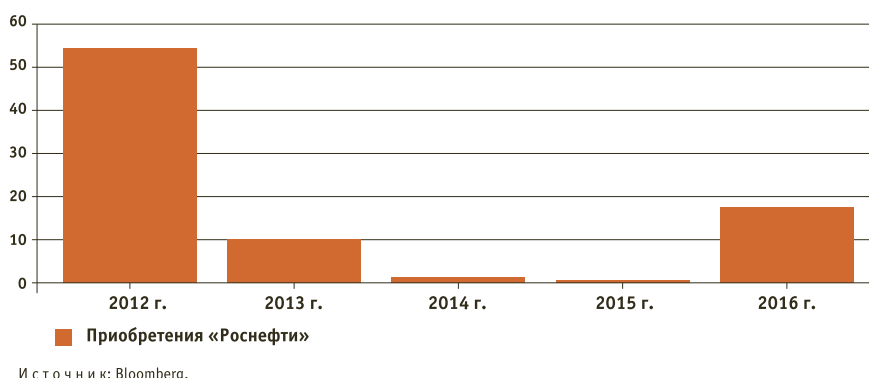
От «Роснефти», с любовью

Успешное завершение приватизации 19,5% акций «Роснефти» стало знаковым событием прошедшего года. А заодно – и большой неожиданностью для большинства западных отраслевых экспертов, которые настойчиво прогнозировали «самовыкуп» компанией этого пакета через «Роснефтегаз». Тем не менее уже наутро после официального объявления о сделке (8.12.2016 г.) котировки «Роснефти» поднялись сразу на 6,5% (до 380 руб. за акцию). Похоже, рынок сразу же поверил в грядущее получение россиянами почти 11,4 млрд долларов от швейцарской Glencore и суверенного фонда Катара.

Почему-то только после этого успеха на Западе по-настоящему обратили внимание на возросшую активность «Роснефти» на зарубежных рынках – рекордную, если учесть сохраняющиеся санкционные преграды.

Так, ещё в октябре прошлого года руководство российской компании заявило о намерениях приобрести 49-процентный пакет акций индийской Essar Oil. По оценкам Wall Street Journal, сумма сделки до-

Рис. 1. Динамика инвестиционной активности «Роснефти» на внутреннем и зарубежном рынках, млрд долларов



стигает 7,5 млрд долларов. Зато это обещает российской нефти прямой выход на рынок с наиболее динамично растущим спросом на «чёрное золото».

А в начале декабря «Роснефть» выразила желание купить 35% акций «супергигантского» газового месторождения Зохр на средиземноморском шельфе Египта, присоединившись таким образом к консорциуму итальянской Eni и англо-голландской BP. Помимо этого российский нефтяной гигант осуществил крупные инвестиции на внутреннем рынке, приобретя у государства контрольный пакет «Башнефти».

В итоге, по оценкам экспертов Bloomberg, очередной санкционный год оказался для «Роснефти» необычайно удачным: инвестиционная активность компании достигла рекордного уровня за последние четыре года (см. рис. 1).

При этом почти половина средств (8 млрд долларов) была вложена в зарубежные активы.

Bloomberg констатирует, что, хотя после приобретения в 2012 г. ТНК-ВР «Роснефть» опередила ExxonMobil в рейтинге производителей «чёрного золота», её официальная рыночная стоимость (69 млрд долларов) остаётся лишь в пределах 18–19% аналогичного показателя американской корпорации (378 млрд). В результате по уровню капитализации российская компания занимает в настоящее время лишь третье место в мире, уступая также государственной китайской PetroChina, рыночная стоимость которой оценивается на уровне 193 млрд долларов.

Основными причинами подобного положения дел западные эксперты считают «чрезмерное» фокусирование внимания «Роснефти» на добыче непосредственно на российской территории и негативные последствия экономических санкций. Первое, впрочем, естественно вытекает из второго. А значит, оба негативных фактора могут быть устранены практически одновременно – по мере ослабления санкций или даже их частичного снятия.

Уже последняя приватизационная сделка по акциям «Роснефти» де-факто означает прорыв финансовой блокады российской добывающей отрасли. Ещё большие надежды отраслевые аналитики (в частности, Wood Mackenzie) возлагают на смену хозяина Белого Дома. Президентство Д. Трампа действительно обещает значительные изменения правил игры в пользу национальных добывающих корпораций, которые, безусловно, отразятся и на особенностях их международного сотрудничества (подробнее см. статью «Новая метла Дональда Трампа» в этом номере журнала), особенно если учесть, что новым главой

Госдепа назначен Рекс Тиллерсон – недавний председатель совета директоров и генеральный директор ExxonMobil.

Стоит напомнить, что в 2014 г. (как раз накануне введения антироссийских санкций) «Роснефть» и ExxonMobil договорились о совместной разработке месторождения лёгкой нефти на шельфе Карского моря, запасы которого оцениваются в 700 млн баррелей.

Последовавшие ограничения, введённые исключительно по политическим мотивам, чувствительно отразились на планах обеих компаний. По оценкам отраслевых экспертов (Goldman Sachs, Bloomberg, Wood Mackenzie), даже частичное смягчение санкций (не говоря уже об их полной отмене) позволит достаточно эффективно реанимировать это двустороннее сотрудничество, а также послужит позитивным сигналом другим партнёрам «Роснефти», например BP.

Таким образом, теперь западные обозреватели практически не сомневаются, что уже 2017 г. открывает перед «Роснефтью» новые возможности. И это – несмотря на добровольно принятые компанией обязательства по сокращению добычи в пределах российской квоты.

Что же касается оценки перспектив российской добывающей отрасли в целом, то «Роснефть» оказалась далеко не единственной в списке отечественных компаний, чьё наступление ожидается на нефтегазовых фронтах по всему миру. Остановимся вкратце на их основных направлениях, вызвавших наибольший резонанс в западной отраслевой аналитике.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОГРАФИЯ

Наряду с освоением нефтяного рынка Индии, связанного с приобретением Essar Oil, широкое обсуждение вызвало возобновление переговоров о поставках в эту страну ещё и российского газа. По предварительным данным, соответствующее соглашение между «Газпромом» и индийской Gail может быть заключено уже до конца I квартала 2017 г. Речь идёт о ввозе до 2,5 млн т СПГ ежегодно. Реализация данного соглашения расценивается как начало массированного прорыва России на рынок СПГ – в дополнение к её уже признанному лидерству на рынке трубопроводного экспорта «голубого топлива». Для сравнения – по итогам 2016 г. экспорт СПГ в Индию из США (после начала отгрузки с пока единственного действующего терминала Sabine Pass) составил всего около 10 тыс. т и вряд ли сможет существенно увеличиться в текущем году.

Санкции несколько не помешали российской нефти укрепить свои позиции и в Китае. Скорее, введённые Западом ограничения послужили стимулом для наступления на Востоке. С 2013-го по 2016 г. доля российского «чёрного золота» в общей корзине нефтяного импорта Поднебесной поступательно увеличивалась – с 9% до 12,5%. С 2015 г. РФ вышла на второе место (после Саудовской Аравии) по поставкам нефти в КНР – 39,48 против 50,55 млн тонн – и продолжает активно сокращать разрыв.

Подобная же динамика наблюдается и по отношению к Японии. Согласно подсчётам японского Министерства финансов, доля России в нефтяном импорте этого государства за последние два года заметно выросла (с 8% в 2014 г. до 10% в 2016-м). По мере потепления двусторонних отношений (наметившегося после декабрьской встречи на высшем уровне в г. Нагато) ожидается дальнейшее увеличение импорта российских энергоносителей. По оценкам экспертов Федерации экономических организаций Японии, уже в 2017–2018 гг. Россия сможет опередить Катар, став третьим по величине экспортёром «чёрного золота» в Страну восходящего солнца (после Саудовской Аравии и ОАЭ).

Япония способствует и прорыву кредитной блокады энергетического сектора РФ. Подобные шаги предпринимаются в том

числе и на государственном уровне, что особо настораживает конкурентов по освоению ёмкого японского рынка. Так, Японский банк международного сотрудничества (JBIC), контролируемый государством, в 2016 г. заключил соглашение о стратегическом сотрудничестве с российской компанией «НОВАТЭК». Согласно предварительной информации, договор предусматривает выделение японской стороной до 400 млн долларов на финансирование проекта разработки газовых месторождений на Ямале с последующими поставками части «голубого топлива» в Японию СПГ-танкерами.

Исследуя возможности освоения перспективных азиатских рынков, западные аналитики до последнего времени были склонны поддерживать миф об «иранской угрозе». Действительно, именно возросшие поставки в Китай, Индию, Южную Корею и Японию позволили Ирану по итогам 2016 г. увеличить объёмы своего нефтяного экспорта почти на 49%. Однако это не помешало российским операторам также добиться заметных успехов на рынках «азиатских тигров».

Более того, учитывая роль Москвы в снятии международных санкций с Тегерана, именно российские добывающие компании могут рассчитывать на наиболее комфортные условия работы уже на иранской территории. Согласно данным Мин-

Рис. 2. Схема расположения месторождения Trión (проект Perdido, Мексиканский залив)



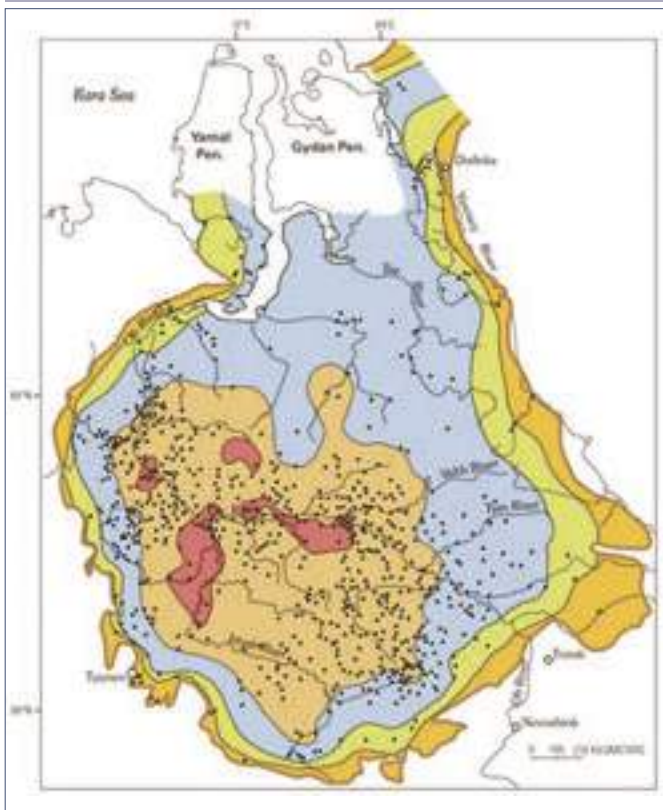
Источники: Petróleos Mexicanos (Pemex).

энерго РФ, интерес к совместным проектам на шельфовых и сухопутных месторождениях Исламской Республики проявляют «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «Зарубежнефть» и «ЛУКОЙЛ». По предварительным данным речь идёт об «эксклюзивных» условиях будущих соглашений. Всё это свидетельствует скорее в пользу формирования скоординированной российско-иранской стратегии, нежели о возможном обострении взаимной конкуренции.

Возрастающая вероятность подобного сценария, похоже, волнует западных конкурентов по мере укрепления нефтяных котировок. Как следствие, массмедиа (например, Wall Street Journal) заговорили об «агрессивной» энергетической политике России, стремящейся обеспечить своё господство на ключевых рынках мира. Речь идёт о «явном вызове», который российские операторы якобы бросают своим коллегам из США, Канады, Великобритании и Австралии. Как и следовало ожидать, наибольшую тревогу вызывает возможное продвижение добывающих компаний из РФ в западное полушарие. Характерным примером послужил сам факт участия компании «ЛУКОЙЛ» в тендере на разработку месторождения Trion на шельфе у побережья Мексики (см. рис. 2).

По предварительным оценкам Национальной комиссии по углеводородам Мексиканской республики, запасы этого нефтеносного поля оцениваются как минимум в 485 млн баррелей. Блоки Trion расположены на глубинах 2200–2500 м. На одно из двух операторских мест в будущем консорциуме (одно забронировано для государственной корпорации Pemex) помимо российской компании претендовала «великолепная семёрка» — ExxonMobil, Chevron, BP, Shell, BHP Billiton, Inpex и Mitsubishi. По итогам конкурса, состоявшегося в декабре 2016 г., победителем была объявлена австралийская Billiton, которой в обмен на инвестиции в 570 млн долларов досталась 60-процентная доля в проекте. Однако, несмотря на победу австралийцев, американские отраслевые издания (например, OilPrice) склонны оценивать «необычную» активность именно российской

Рис. 3. Схема расположения месторождений баженовской свиты



компании как реальную конкурентную угрозу. Они ожидают очередных «выстрелов в ресурсной войне» — уже совсем неподалёку от территориальных вод США.

ЧУЮТ, РУССКИМ СЛАНЦЕМ ПАХНЕТ!

Оценивая потенциал российской добывающей отрасли, западные эксперты (в частности, Reuters, Bloomberg и прочие) всё чаще рекомендуют учитывать не только запасы так называемых традиционных углеводородов, но и возможность активизации разработки сланцевых нефтегазовых пластов. Определённых успехов в этой области российским операторам удалось достичь даже в жёстких условиях санкций (подробнее см. «Санкции в помощь», № 11–12/2016).

По мере возможного ослабления действий санкционных ограничений (или хотя бы негласного признания их необязательными к исполнению в полном объёме) ожидается приток западных инвестиций в освоение наиболее перспективных месторождений сланцевой нефти на российской территории. В первую очередь это касается залежей баженовской свиты (Западная Сибирь) (см. рис. 3).

Интерес к их разработке совместно с российскими компаниями в предсанкци-

онный период проявляли такие серьёзные игроки, как ExxonMobil, Royal Dutch Shell и другие. Согласно оценкам Геологической службы США (USGS), общие запасы нефти месторождений баженовской свиты оцениваются в 1,2 трлн баррелей, причём 75 млрд баррелей из них могут быть извлечены с применением современных технологий. По мнению экспертов Агентства энергетической информации США (EIA), этот район обладает крупнейшим в мире потенциалом для сланцевых разработок. Извлекаемые запасы баженовской нефти почти в 10 раз превосходят аналогичный показатель месторождения Bakken (штаты Северная Дакота и Монтана) — одного из основных районов добычи сланцевой нефти в США. Это делает более понятным, с которым относятся американские операторы к сланцевой кладовой Западной Сибири. Причём вне зависимости от капризов политического климата.

Стоит отметить, что очередной всплеск интереса к баженовским месторождениям в западной отраслевой печати дивным образом совпал с преддверием президентских выборов 2016 г. В наиболее откровенных публикациях баженовская формация характеризовалась как настоящая «страна нефти», по площади сравнимая с Техасом и Калифорнией вместе взятыми, которая, к сожалению, расположена в России. При этом технические специалисты всё же отмечают, что по предварительным данным около 90% всех извлекаемых запасов бажены расположены в 20–40-метровых по толщине пластах чёрного сланца почти на 3-километровых глубинах. Добраться до них помог бы трансферт соответствующих технологий, который станет возможным после отмены санкций.

Не исключено, что это благословенное время уже не за горами. Во всяком случае, рынок явственно ощущает аромат «русского сланца», совместная разработка которого может стать взаимовыгодным предприятием для России и Запада. И это вполне объяснимо — совместная добыча трудноизвлекаемой (неконвенциональной) нефти гораздо лучше обычной «холодной войны».

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

Курдюмский лицензионный участок недр частично находится в черте города Саратова, частично – на территории Саратовского района, в связи с чем 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-pm.ru> (раздел «Продажа»).

Обращаем внимание потенциальных приобретателей актива на то, что условия приобретения актива по сравнению с ранее опубликованными существенно улучшились.



XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ



www.rpi-conferences.com

ОРГАНИЗАТОР



2017

18-19 мая,
Москва, «Балчуг Kempinski»

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2017!

СУДЬБА ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ В УСЛОВИЯХ НЕГАТИВНОЙ
ЦЕНОВОЙ КОНЬЮНКТУРЫ И ЗАПАДНЫХ САНКЦИЙ



НОВОЕ!

Технический семинар
«Проектирование,
строительство и
эксплуатация наземных и
подводных трубопроводов:
технологические вызовы
сегодняшнего дня»

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

2,5 года санкций для
нефтегазовой отрасли
РФ – первые итоги
импортзамещения,
Оборудование и
технологические решения
для реализации шельфовых
нефтегазовых
проектов

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

РЕКЛАМА

14
лет

ВЕДУЩЕМУ
МЕРОПРИЯТИЮ
ОТРАСЛИ,
ежегодно,
проводящему
при поддержке
ПАО «ГАЗПРОМ»

130+

ВЕДУЩИХ
ИГРОКОВ
ОТРАСЛИ

30+

АВТОРИТЕТНЫХ
СПИКЕРОВ
ЭКСПЕРТОВ

Голосует «Большая нефть»

Что означает смена хозяина Белого Дома для добывающих отраслей США и для рынка энергоносителей в целом?

Константин СЕРГЕЕВ

Ещё накануне президентских выборов в США эксперты аналитического агентства Platts предупреждали, что главный приз этой большой электоральной игры составляют 500 тыс. барр./сут нефти, которые национальный добывающий сектор может либо приобрести, либо потерять. При этом рост производства «чёрного золота» в стране безусловно связывался с победой кандидата-республиканца, а снижение – с триумфом представителя демократов, вне зависимости от имени окончательного претендента любой из двух партий. В подобных условиях победа Дональда Трампа могла показаться невероятной только на первый взгляд. Пока электоральная масса оживленно обсуждала гендерные, иммиграционные и прочие важные различия в программах кандидатов, Большая нефть США отчётливо проголосовала за повышение объёмов добычи. Теперь новому хозяину Белого Дома предстоит доказать правильность выбора, в то время как быстро меняющиеся внешние и внутренние обстоятельства обещают сделать этот процесс достаточно увлекательным.

MAKE OIL, NOT WAR

Реализация на практике жёсткой риторики республиканцев с обещаниями сделать всё возможное для частичного восстановления санкций против Ирана потеряла необходимость почти за полтора месяца до выборов. Точнее – с 29 сентября прошлого года, после того как на встрече в Алжире страны ОПЕК предварительно договорились о сокращении добычи нефти. Согласие Тегерана ограничиться пока предельным уровнем – 3,7 млн барр./сут (вместо 4,0–4,2 млн барр./сут) – как раз и позволило достичь этого консенсуса, несколько успокоив опасения Саудовской Аравии относительно слишком активного возвращения Ирана на экспортные рынки. Принятый им потолок лишь на 20–50

тыс. барр./сут меньше предсанкционных объёмов, но и этого оказалось достаточно, чтобы позволить Саудовской Аравии согласиться на сокращение собственной добычи на 400 тыс. барр./сут.

В целом же члены мирового нефтяного клуба договорились снизить добычу почти на 800 тыс. барр./сут с возможным увеличением этого показателя до 1–1,2 млн барр./сут до конца 2017 г.

А уже 10 декабря на встрече в Вене к соглашению ОПЕК присоединились ещё 11 независимых производителей, согласившихся сократить объёмы производства на 558 тыс. барр./сут. Перспектива уменьшения предложения «чёрного золота» на 1,8 млн барр./сут возродила на-

дежды рынка не только на стабилизацию, но и на поступательный рост цен – вплоть до диапазона 60–65 долл./барр., комфортного для большинства производителей (на эту тему см. статью «Почём баррель не для народа?», № 10/2016).

При сложившихся обстоятельствах для США нет смысла добиваться пересмотра отмены международных санкций по Ирану. Во-первых, отпадает необходимость «эффективного принуждения» производителя № 2 из числа стран ОПЕК к ограничению добычи углеводородов. Иран (не без помощи России) пошёл пусть на временное, но достаточно эффективное самоограничение, что, наряду с сокращением производства нефти Саудовской Аравией, способствовало снижению конкурентного давления на добывающие компании США.

Во-вторых, поскольку Вашингтон не присоединился к соглашению об ограничении добычи, национальные операторы получили шанс использовать возрождающиеся «бычьи» настроения рынка для наращивания производства и (возможно) расширения экспортных ниш. Например, согласно оценкам экспертов инвестиционной компании Goldman Sachs, добывающая промышленность США в 2017 г. потенциально способна увеличить добычу нефти на 800 тыс. барр./сут с минимальными дополнительными затратами.

Так что при желании администрация Д. Трампа может существенно сэкономить на так называемых «нерыночных» методах борьбы с зарубежными конкурентами национальных операторов, сосредоточив свои усилия на облегчении условий их работы непосредственно внутри страны.

СВОБОДУ НЕФТЯНИКАМ!

Известный лозунг 45-го президента США «Сделаем Америку опять великой» основан на достижении полной энергетической независимости страны. При этом основное внимание уделяется производству традиционных видов энергоносителей – углеводородов. Реализация подобной идеи на практике означает существенное расширение районов добычи за счёт освоения заповедного арктического шельфа и прибрежных регионов, ранее закрытых

Табл. 1. Извлекаемые запасы сырой нефти по странам и видам ресурсов, млрд барр.

Страна	1Р	2Р	2РС	ЗРСХ
США	29	40	109	264
Россия	51	77	106	256
Канада	24	41	106	167
Бразилия	10	17	41	120
Мексика	6	8	16	72
Китай	16	32	42	59
Казахстан	5	11	28	45
Аргентина	2	2	8	29
Норвегия	4	7	14	27
Великобритания	2	4	8	14
Другие не члены ОПЕК	25	44	76	216
Не члены ОПЕК, всего	175	283	555	1269
Саудовская Аравия	70	120	168	212
Иран	32	59	99	143
Ирак	19	48	94	117
Венесуэла	12	22	41	95
Кувейт	23	41	48	52
ОАЭ	23	35	42	48
Катар	7	11	40	44
Нигерия	6	10	22	30
Другие члены ОПЕК	15	26	44	82
Члены ОПЕК, всего	205	372	597	823
Мир, итого	381	655	1152	2092

Источники: Rystad Energy.

1Р – Доказанные ресурсы, консервативные оценки запасов разрабатываемых месторождений.

2Р – Доказанные + возможные ресурсы, наиболее вероятные оценки запасов разрабатываемых месторождений.

2РС – Наиболее вероятные оценки запасов разрабатываемых и открытых месторождений.

ЗРСХ – Наиболее вероятные оценки запасов всех разрабатываемых, открытых и пока не открытых месторождений. Примечание. Все данные по ресурсам характеризуют запасы сырой нефти и конденсата, включая некоммерческие объёмы.

Рис. 1. Динамика производства сырой нефти и конденсата в США, млн барр./сут



зируют сохранение объёмов добычи вблизи текущих уровней вплоть до III квартала 2017 г. (см. рис. 1).

Подъём к рубежу 9 млн барр./сут (то есть к значениям сентября 2013 г.) ожидается лишь к началу 2018 г. При этом основной прирост добычи в рассматриваемый период предполагается получить за счёт месторождений Мексиканского залива (см. рис. 2).

В то же время предполагаемые успехи сланцевых операторов пока представляются достаточно скромными (рис. 3).

Несмотря на постоянное увеличение (с лета прошлого года) количества буровых, EIA считает, что реальный прирост добычи сланцевой нефти в США в течение 2017 г. не превысит 200 тыс. барр./сут. С одной стороны, это подтверждает тезис о

для ГРП. А также максимальное освобождение добывающих компаний от всякого рода ограничений, способствующих повышению себестоимости барреля. В первую очередь это касается операторов сланцевых месторождений, которые рассматриваются в качестве основного источника углеводородного сырья.

Незадолго до победы Д. Трампа эксперты Rystad Energy обнародовали данные о распределении нефтяных извлекаемых ресурсов по странам мира. Согласно им, США опережает по этому показателю как Саудовскую Аравию, так и Россию (см. табл. 1).

Согласно исследованиям Rystad Energy, если доля «нетрадиционной» нефти составляет около 30% всех мировых извлекаемых запасов, то для США этот показатель достигает 50%. Сланцевые ресурсы одного лишь Техаса оцениваются почти в 60 млрд барр.

Подобные данные внушают понятный оптимизм. Однако американские отраслевые эксперты обращают внимание на то, что явное преобладание США наблюдается в запасах по категории ЗРСХ, то есть включающих оценки и ещё не открытых месторождений.

Таким образом, развитие добычи потребует как дополнительных средств, так и значительного времени. Что же касается ближне- и даже среднесрочной перспективы, то возможные темпы увеличения производства «чёрного золота» представляются достаточно умеренными, даже с учётом обещанного снятия «экологической блокады» с перспективных нефтегазоносных районов.

Так, специалисты Агентства энергетической информации США (EIA) прогно-

Рис. 2. Динамика добычи нефти в Мексиканском заливе (сектор США), млн барр./сут

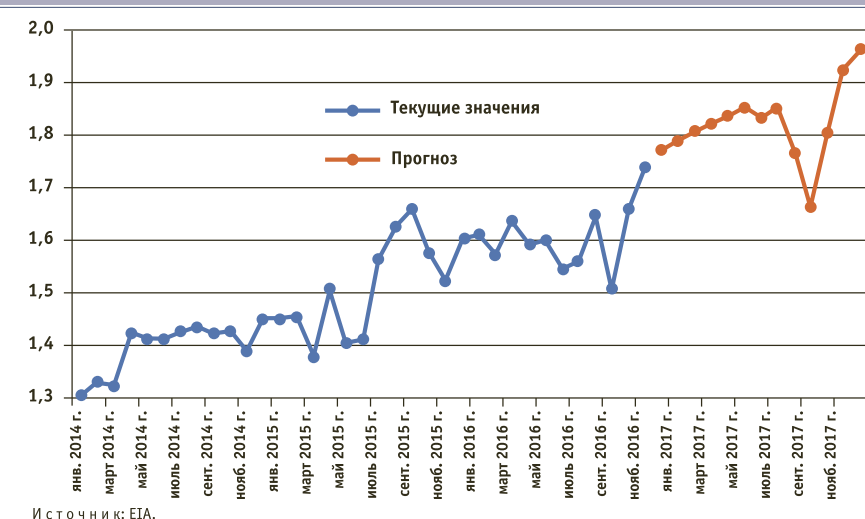
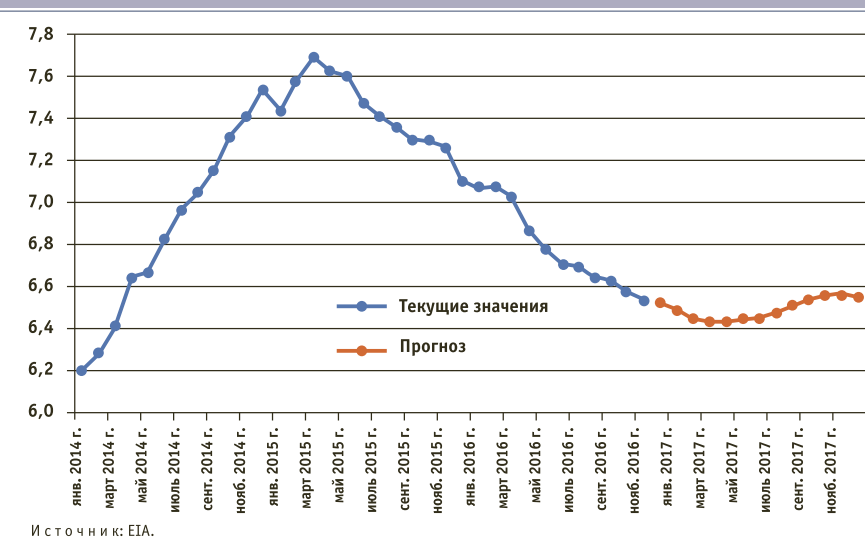


Рис. 3. Динамика добычи сланцевой нефти в США, млн барр./сут



том, что новые месторождения ещё только предстоит открыть и определить временные рамки этого процесса достаточно сложно. С другой стороны, это может свидетельствовать о некотором недоверии официальной отраслевой аналитики к возможности исполнения одного из предвыборных обещаний республиканцев: в течение первых же 100 дней президентства Д. Трампа снять все ограничения по добыче энергоносителей на федеральных землях.

Отсутствие прорыва на «сланцевом фронте» может осложнить реализацию планов по расширению экспорта сырой нефти из США. Стоит напомнить, что этот проект инициировали именно республиканцы. Они же буквально вынудили Барака Обаму отменить эмбарго на вывоз «чёрного золота» из страны в обмен на «правильное» голосование по бюджетным расходам в декабре 2015 г.

В последующие месяцы, на фоне снижения добычи нефти в США, её экспорт, напротив, возростал. Согласно официальным данным ЕИА, только с января по сентябрь 2016 г. производство просело на 6,52% (с 9,2 до 8,6 млн барр./сут), а вывоз увеличился почти на 90% – с 364 до 692 тыс. барр./сут. Около четверти этих объёмов составили поставки в Сингапур, Южную Корею и Японию.

Дальнейшее развитие подобных тенденций может привести к забавным противоречиям между официально декларируемой необходимостью обеспечить потребности внутреннего рынка и желанием крупных операторов (вроде ExxonMobil) заработать на экспортных поставках в условиях растущих котировок.

«КАМЕНЬ»

НА НЕФТЯНОМ ПУТИ

Отдельно стоит отметить возможные последствия реанимации новым хозяином Белого Дома проекта по сооружению



Рис. 4. Схема трансамериканского нефтепровода Keystone/Keystone XL



магистрального нефтепровода Keystone XL. Эта труба в состоянии существенно сократить путь битуминозной нефти с месторождений канадской провинции Альберта к перерабатывающим предприятиям Техаса и терминалам на побережье Мексиканского залива (см. рис. 4).

В полном соответствии со своим названием (в переводе с английского – «ключевой камень»), этот проект считался основополагающим в обеспечении независимости США от поставок нефти из стран Ближнего Востока и Латинской Америки (главным образом – из Венесуэлы). Однако он был успешно похоронен администрацией Барака Обамы в ноябре 2015 г. Прокладка новой 36-дюймовой трансамериканской трубы позволит увеличить мощность уже действующей магистрали с 590 до 830–850 тыс. барр./сут.

К тому же оператор (компания TransCanada) готов продолжить развитие проекта уже на берегах Мексиканско-

го залива (проект Gulf Coast Pipeline). При этом, помимо «чёрного золота» канадских нефтяных песков, появится возможность кратчайшим путём доставлять к атлантическому побережью и сланцевую нефть с плеев Монтаны и Северной Дакоты. Это будет способствовать существенному снижению транспортных расходов, а значит – дополнительному росту привлекательности «местного» барреля для американских НПЗ по сравнению с импортным сырьём.

Согласно подсчётам штаба Д. Трампа, строительство Keystone XL обещает стране до 7,5 млрд долларов инвестиций и создание 48 тыс. новых рабочих мест. На этом фоне экологические препятствия на пути его осуществления выглядят вполне преодолимыми. А значит, вероятность размораживания проекта в ближнесрочной перспективе представляется достаточно высокой.

СУДЬБУ ГАЗА РЕШИТ... УГОЛЬ

В отличие от нефтяников, газодобывающий бизнес США демонстрирует более стабильные «союзнические» отношения с федеральным руководством вне зависимости от партийного преобладания. Так, Комиссия по ценным бумагам и биржам (SEC) ещё в 2010 г. изменила правила оценки ресурсов газовых месторождений, чтобы облегчить операторам возможность брать займы под их развитие. Вслед за этим Агентство по защите окружающей среды (EPA) в 2011 г. ужесточило нормы загрязнения воздуха, что привело к массовому закрытию угольных ТЭС и, следовательно, резкому росту спроса на «голубое топливо».

Тогда же при Госдепартаменте (который, кстати, возглавляла Хиллари Клинтон) было создано специальное Бюро энергетических ресурсов, основными целями которого стало расширение географии экспорта не только собственно «голубого топлива», но и технологий добычи сланцевого газа. В последующие го-

ды Министерство энергетики страны оказывало усиленную поддержку проектам экспорта газа (как по трубопроводам, так и в виде СПГ), что также стимулировало производителей. Особенно эффективными эти меры оказались для сланцевых операторов. Они смогли привлечь финансирование, продолжая бурение скважин и добычу газа даже после резкого снижения цен на мировом и внутреннем рынках.

Однако подобное положение не могло оставаться вечным. С марта 2016 г. производство сланцевого газа в США начало снижаться, причём по всем основным районам добычи. Только за последующие полгода потери достигли 2,4 млрд ф³ или почти 68 млн м³/сут. (см. рис. 5)

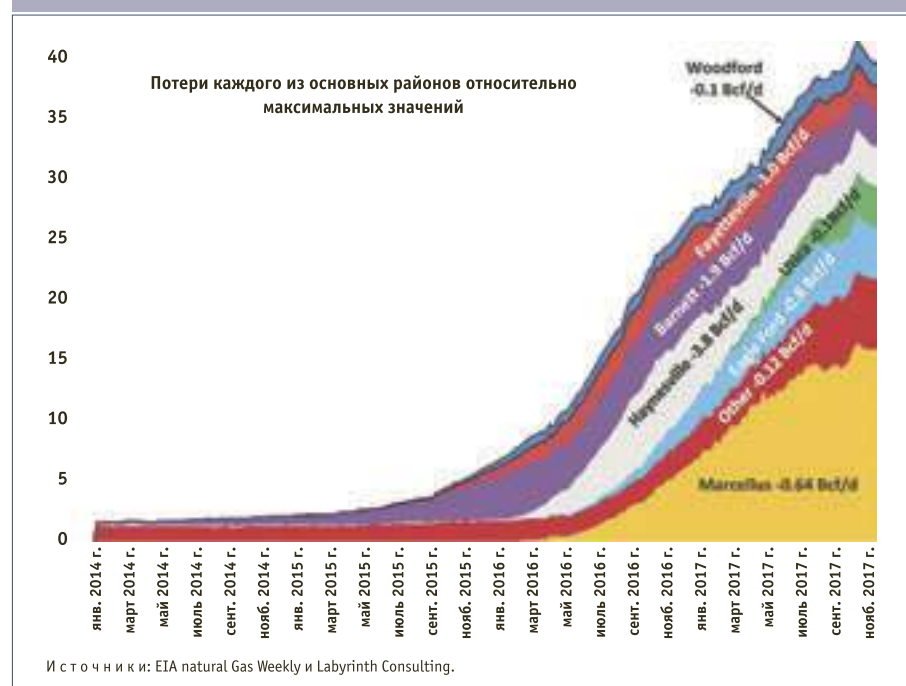
Перелом ситуации наметился лишь по итогам октября, когда на фоне ожидания холодной зимы котировки «голубого топлива» прочно закрепились выше 3

долл./млн БТЕ, обещая удерживаться на уровне 3,5 долл. вплоть до конца марта 2017 г.

В ноябре производство сланцевого газа на 0,06% превысило мартовские объёмы, а по итогам января прогнозируется новый рекорд – 47,508 млрд ф³ (+1,6%) (см. табл. 2).

Однако говорить об окончательной стабилизации положения дел в отрасли всё ещё преждевременно. Пока восстановление добычи продемонстрировали лишь четыре из семи основных районов сланцевых разработок. Как и следовало ожидать, раньше всего оправились от ценовых потрясений Marcellus и Utica, где добычу дополнительно стимулирует повышенный спрос густонаселённого Восточного побережья. Разработки Permian и Niobrara смогли превзойти свои мартовские достижения лишь в ноябре и декабре соответственно. Бассейны же Eagle

Рис. 5. Динамика производства сланцевого газа в США по основным районам, млрд ф³/сут



Источники: EIA natural Gas Weekly и Labyrinth Consulting.

Табл. 2. Производство сланцевого газа по основным регионам добычи в США, млн ф³/сут

Регион	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь 2017 г. (прогноз)
Bakken	1580	1601	1659	1633	1683	1665	1591	1570	1572	1649	1612	1600	1595
Eagle Ford	6597	6602	6517	6405	6496	6322	6014	5806	5753	5808	5757	5612	5449
Haynesville	6210	6225	6204	6099	6047	5983	5916	5880	5844	5835	5935	5988	6015
Marcellus	15447	15897	17427	17337	17346	17507	17976	17843	17806	18120	18171	18304	18464
Niobrara	4174	4219	4246	4217	4188	4114	4068	4182	4137	4142	4192	4299	4300
Permian	6913	6914	7082	7064	7024	6968	6914	6868	6863	6985	7272	7412	7480
Utica	3206	3248	3623	3665	3652	3670	3663	3674	3602	3597	4106	4205	4205
Vcero	44127	44706	46758	46420	46436	46229	46142	45823	45577	46136	47045	47420	47508

Источник: EIA, Drilling productivity report.



Ford и Haynesville (наиболее близкие к единственному действующему экспортному СПГ-терминалу в Sabine Pass) пока так и не вышли на прежние уровни производства.

Тем временем надежды газовых операторов могут несколько омрачиться тучами... угольной пыли. Ожидается, что 45-й президент США исполнит одно из своих важнейших предвыборных обещаний – существенно смягчит ограничения для угледобывающей отрасли. Речь идёт практически о её возрождении, включая отмену наиболее болезненных для угольщиков положений так называемого Плана чистой энергии (ЕРА), принятие которого так порадовало газовые компании всего каких-то пять лет назад.

Стоит напомнить, что воссоздание рабочих мест в угледобывающей промышленности является жизненно важным для целого ряда штатов, в первую очередь Пенсильвании и Западной Виргинии, оказавших ключевую поддержку республиканскому кандидату. Теперь предвыборный лозунг «Трамп добывает уголь» победителю придётся подтверждать на практике.

До 90% добываемого в США угля традиционно шло на выработку электроэнергии. И теперь возникают вопросы об экономической целесообразности возрождения угольной отрасли. Дело в том, что в последние годы стоимость газа, закупаемого ТЭС, поступательно снижалась (главным образом, за счёт расширения сланцевых разработок). По данным IEA, на рубеже 2015/2016 гг. «голубое топливо» с учётом энергетической эффективности оказалось дешевле угля (см. рис. 6).

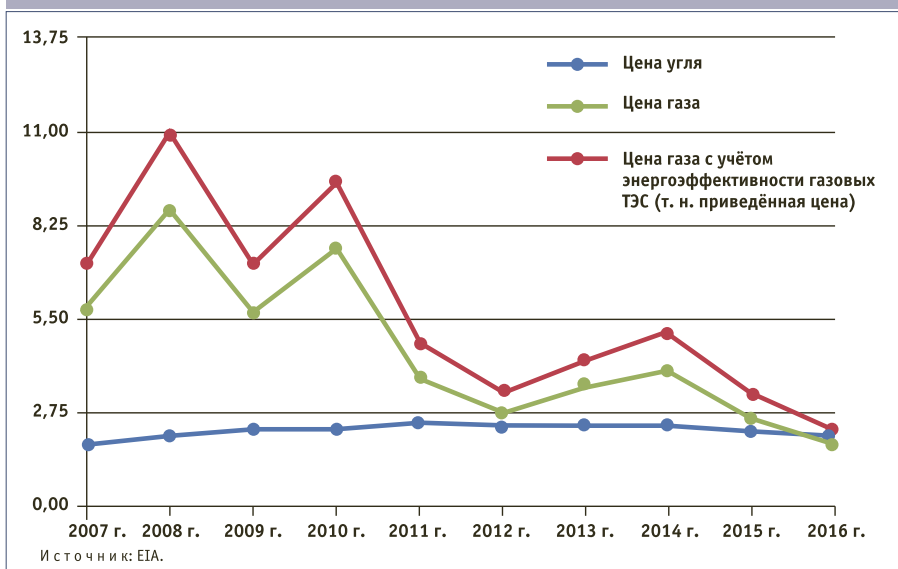
Дополнительным экономическим риском активизации угледобычи представ-

пенсировать нехватку добывающих мощностей для обеспечения масштабных планов СПГ-экспорта (подробнее см. «Камо грядеши, СПГ?», № 11–12/2016).

Ещё одним неоднозначным сюрпризом для газовых операторов может стать постепенное сворачивание «Глобальной инициативы сланцевого газа» в части, касающейся преимущественного вынесения сланцевых разработок за пределы США. Эта программа стартовала в бытность Хиллари Клинтон главой Государственного департамента под лозунгом постепенного удаления из страны «грязных» производств.

В частности, она предусматривала создание сети «опытных лабораторий»

Рис. 6. Сравнительная динамика цен на уголь и газ для генерирующих мощностей США, долл./млн БТЕ



ляются расходы на сооружение новых ТЭС для работы на твёрдом топливе. Согласно предварительным исследованиям Министерства энергетики США, стоимость их строительства может оказаться выше, чем газовых. Впрочем, если Агентство по защите окружающей среды (с подачи новой федеральной администрации) всё же смягчит своё отношение к угольной электрогенерации, это явится действенным стимулом для уточнения подобных расчётов.

Однако «угольные» минусы для газовых операторов США на внутреннем рынке при определённых условиях могут обернуться плюсами на рынке внешнем. «Лишний» газ, вытесненный углём с внутреннего рынка электрогенерации, может быть направлен на экспорт. Это позволит по-прежнему стимулировать производителей, а заодно частично ком-

по развитию сланцевых технологий газодобычи как на территории молодых членов ЕС (Болгария, Польша), так и в странах «совершенствующейся» демократии (Грузия, Украина). Похоже, подобные попытки экспорта «сланцевой революции» противоречат основным принципам «прагматичного изоляционизма», декларируемого Дональдом Трампом, равно как и его намерениям максимально увеличивать число новых рабочих мест в США, а не за границей.

Неограниченная добыча на собственной территории плюс неограниченный экспорт СПГ (при условии баланса спроса и предложения на внутреннем рынке, сферы влияния на котором предстоит поделить с угледобывающими компаниями) – вот на что, вероятно, могут рассчитывать газовые операторы США в период правления Д. Трампа.



RSF 2017

3-й Форум России
и стран СНГ по
промышленной
безопасности



Организатор



Euro Petroleum Consultants

SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS

3 - 4 АПРЕЛЯ 2017 • ИНТЕРКОНТИНЕНТАЛЬ МОСКВА ТВЕРСКАЯ

Темы форума:

- Стратегическая концепция ПБ и управление ею
- Человеческий фактор
- Проектирование и эксплуатация объектов с учетом ПБ
- Контроль технического состояния завода
- Производственная дисциплина
- Инструменты повышения ПБ на производстве
- Практические примеры внедрения системы управления ПБ



Russia & CIS BBTC 2017

12-я Конференция и
выставка России и стран СНГ
по технологиям переработки
нефтяных остатков



Организатор



Euro Petroleum Consultants

SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS

5 - 6 АПРЕЛЯ 2017 • ИНТЕРКОНТИНЕНТАЛЬ МОСКВА ТВЕРСКАЯ

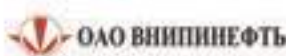
Темы конференции:

- Строительство комплексов глубокой переработки в России и мире
- Технологии суспензионного гидрокрекинга
- Новейшие катализаторы для гидропроцессов
- Термические процессы
- Возможности RFCC
- Балансы серы, водорода и энергии
- Обзор основных проектов переработки нефтяных остатков

СПОНСОРЫ:



КЛЮЧЕВЫЕ ДОКЛАДЧИКИ:



Идеальный мир нефтяника

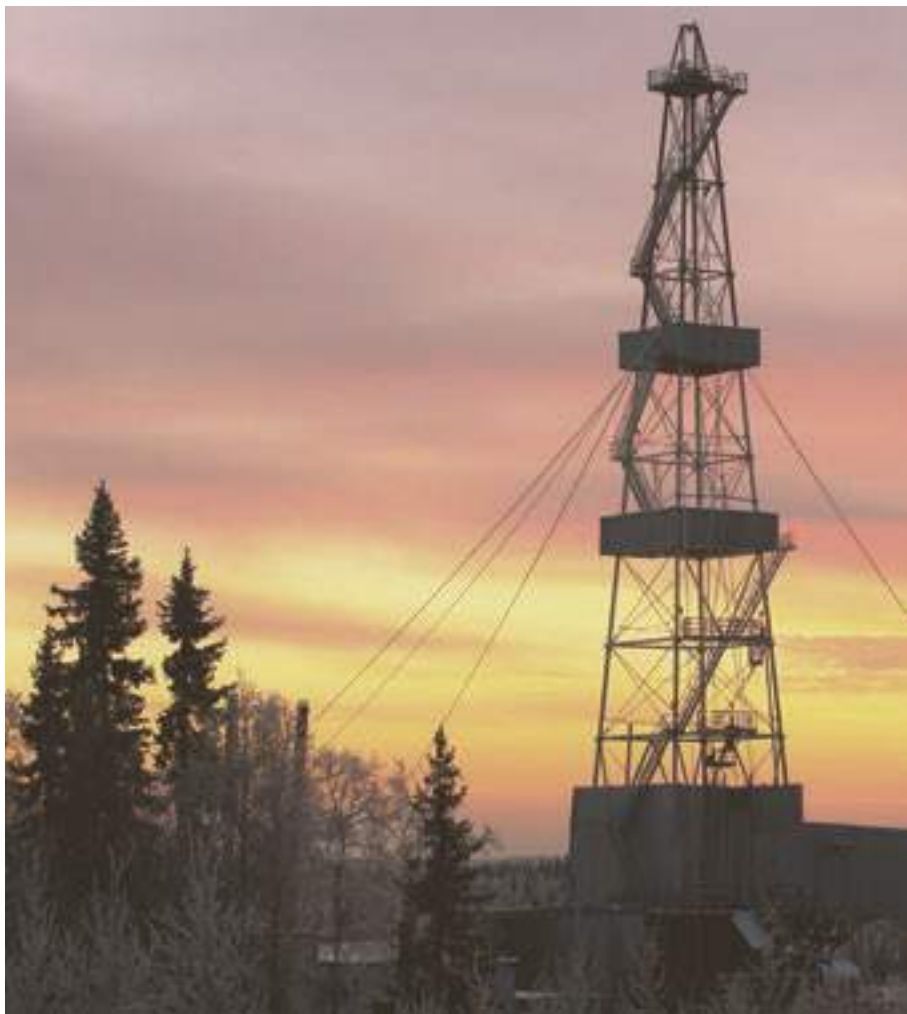
«ЛУКОЙЛ» прогнозирует устойчивый спрос на нефть. Но удастся ли его обеспечить на фоне падения инвестиций в нефтегазовые проекты?

Мария КУТУЗОВА

В России появляются первые собственные исследования в сфере глобальной энергетики. Так, в декабре 2016 г. «ЛУКОЙЛ» презентовал «Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 г.». Это уже второй такой доклад, подготовленный экспертами компании (первый был обнародован в 2013 г.).

В своём исследовании «ЛУКОЙЛ» проанализировал два сценария развития нефтяной отрасли. Базовый, под названием «Согласие», предполагает сохранение баланса спроса и предложения на рынке в долгосрочной перспективе. Причём добыча нефти на введённых в эксплуатацию месторождениях будет со временем снижаться. И для компенсации этого падения необходимо вводить новые объекты. По сценарию планируется, что цена нефти станет определяться инвестиционной себестоимостью добычи на новых месторождениях.

Однако наиболее вероятным видится сценарий «Волатильность». Он предполагает сохранение постоянного дисбаланса спроса и предложения под действием как фундаментальных, так и финансовых факторов. Следовательно, цены на нефть в ближайшие 15 лет будут колебаться в широком диапазоне, периодически возвращаясь на равновесный уровень. Обеспечивать основные объёмы добычи в мире и устанавливать на них цены будут ряд ключевых игроков. Львиная доля производства придётся на страны ОПЕК. Саудовская Аравия, Кувейт и ОАЭ обладают значительными свободными мощностями, которые в случае необходимости могут быть в короткие сроки запущены в строй.



«ЛУКОЙЛ»

ФАКТОР ДОБЫЧИ

Согласно прогнозу «ЛУКОЙЛа», спрос на нефть в 2020 г. составит 100,3 млн барр./сут, в 2025 г. он выйдет на уровень 105,3 млн, а в 2030 г. достигнет 108,3 млн барр./сут (см. рис. 1). Среди разнонаправленных факторов, определяющих такую динамику, – рост населения, автомобилизация, повышение топливной эффективности, расширение парка электромобилей и использования ВИЭ. В частности, население планеты в период 2016–2030 гг. увеличится на 1,2 млрд человек. В результате урбанизации «потребительский класс» в развивающихся странах вырастет на 1,8 млрд человек.

Справится ли нефтегазовая промышленность с увеличивающейся нагрузкой? На этот счёт есть некоторые опасения. Падение цен на нефть уже привело к беспрецедентному снижению инвестиций в НГК – по некоторым оценкам, на 1 трлн долларов в период с 2015-го по 2020 г. Это, по мнению экспертов «ЛУКОЙЛа», создаёт определённые угрозы (тем более на фоне ухудшения качества неразработанных запасов).

Согласно расчётам, из-за сокращения инвестиций нефтяной рынок в период до 2020 г. не досчитается 6–7 млн барр./сут. Между тем, в связи с ростом глобального спроса на энергоресурсы к 2030 г. за счёт новых проектов будет необходимо допол-

Рис. 1. Прогноз мирового спроса на нефть, млн барр./сут

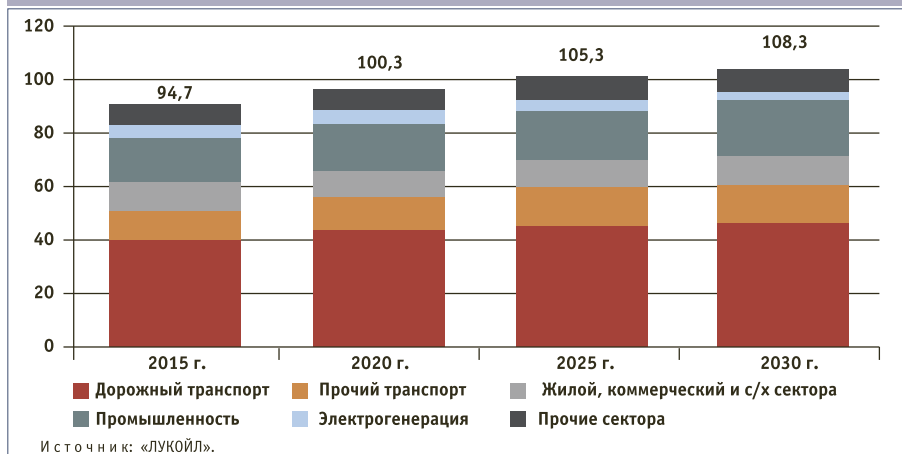


Рис. 2. Прогноз спроса на новые проекты добычи, млн барр./сут



нительно производить около 39 млн барр./сут, или 40% от текущего уровня добычи (см. рис. 2). Поэтому рано или поздно возникнет необходимость реализации новых проектов. Но в каких регионах они будут сосредоточены?

Безусловно, одним из лидеров нефтяного рынка останется Саудовская Аравия. За последние годы добыча в королевстве пустынь значительно выросла — с 9,6 млн барр./сут в декабре 2014-го до 10,7 млн барр./сут в августе 2016 г.

В ближайшие 15 лет добыча нефти в Саудовской Аравии будет колебаться в диапазоне 10–11 млн барр./сут (см. рис. 3). При этом производственные мощности саудитов оцениваются в 12,5 млн барр./сут, а свободные мощности в августе прошлого года достигли исторического минимума — 1,8 млн барр./сут.

Но основными источниками роста добычи «традиционной» нефти среди членов ОПЕК до 2030 г. будут Иран и Ирак. Эти ближневосточные государства, об-

ладающие огромными ресурсами углеводородов, могут в перспективе стать крупнейшими энергетическими державами (при условии экономической и политической стабильности).

Снятие санкций с Ирана позволило стране достаточно быстро вернуть утраченные позиции на рынке. На октябрь 2016 г. Исламская Республика добывала 3,7 млн барр./сут, что лишь немногим меньше досанкционного уровня (около 4 млн барр./сут). Дальнейший рост иранской нефтедобычи во многом зависит от возможностей привлечения дополнительных иностранных инвестиций.

Между тем, производство нефти в «зрелых» регионах продолжит сокращаться (см. рис. 4). Например, согласно выводам «ЛУКОЙЛа», сценарий развития добычи в Северном море — достаточно песимистичный: объёмы извлечения сырья падают, значительное количество проектов отложены или отменены.

Что касается пресловутой «сланцевой революции» в США, то здесь тоже не всё однозначно. «Сланцевые» компании сфокусированы на освоении наиболее продуктивных участков. А экономические параметры бурения скважин сильно варьируются в рамках одной формации. Один из основных методов интенсификации извлечения сланцевой нефти — уплотнение сетки скважин на наиболее продуктивных участках. Но со временем себестоимость добычи всё равно возрастёт из-за истощения ресурсов таких площадей.

Тем не менее рост добычи сланцевой нефти в США превзошёл все самые смелые прогнозы. Это вынудило ОПЕК изменить стратегию. Стремясь сохранить свою рыночную долю, Саудовская Аравия отказалась сокращать производство, что привело к резкому падению цен на нефть. Главная цель «ценовой войны», развязанной картелем, состояла в вытеснении с рынка в первую очередь производителей сланцевой нефти. ОПЕК также надеялась

Рис. 3. Добыча нефти в Саудовской Аравии, млн барр./сут

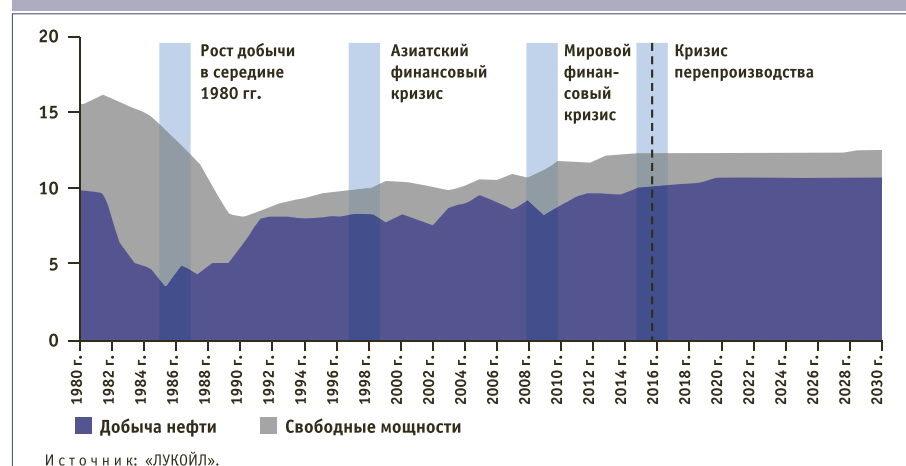
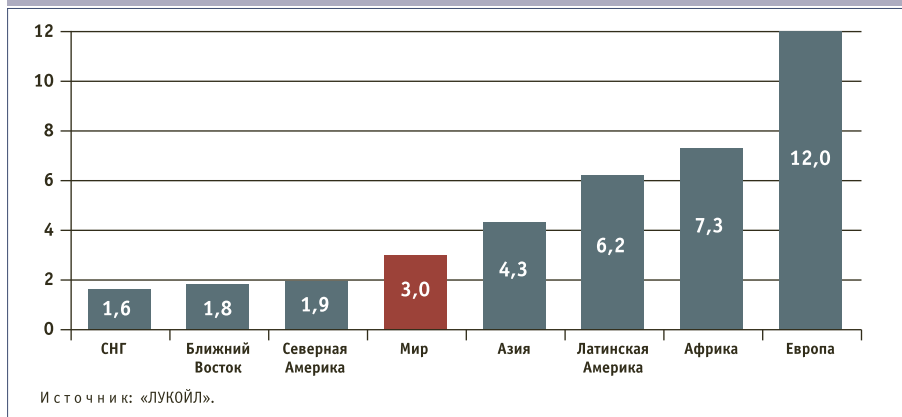


Рис. 4. Среднегодовые темпы падения добычи для традиционных месторождений, %



приостановить рост добычи в рамках других высокочрезвычайных проектов.

Как считают в «ЛУКОЙЛе», саудитам удалось затормозить «сланцевую революцию». В конце 2014 г. прогнозировалось, что добыча в США уже в 2016 г. достигнет 10 млн барр./сут. Но фактически она в прошлом году опустилась ниже 8,5 млн барр./сут. Однако картель всё равно просчитался в своих оценках: американские добывающие компании, не имеющие свободного денежного потока и обременённые долгами, всё же смогли получить дополнительное финансирование. То есть катастрофического обвала добычи сланцевой нефти не произошло.

Дальнейшие перспективы освоения сланцевых месторождений в США зависят от нефтяных цен. Если они будут расти, то и добыча «сланца» может вновь пойти вверх (см. рис. 5).

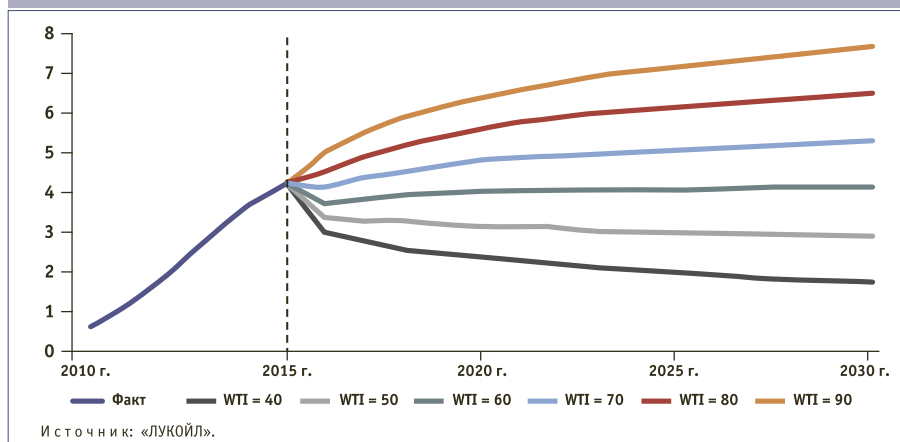
НАЛОГОВЫЙ ПРЕДЕЛ

Прогноз «ЛУКОЙЛа» охватывает не только глобальные процессы, но и российские реалии. По оценкам компании, отечественная нефтегазовая промышленность в последние годы достигла значительных успехов. Добыча «чёрного золота» в стране превысила 550 млн т, в то время как внутреннее потребление составляет около 100 млн т. Это позволяет обеспечивать значительные объёмы экспорта – как в виде сырой нефти, так и нефтепродуктов, – гарантируя тем самым большие бюджетные поступления.

Вместе с тем, в последнее время проявились и негативные тенденции. Так, добыча в «зрелых» нефтеносных регионах продолжает падать быстрыми темпами, несмотря на наращивание объёмов бурения. Поэтому дальнейшее увеличение производства сырья возможно только за счёт ввода в эксплуатацию новых месторождений.



Рис. 5. Прогнозы добычи сланцевой нефти в США, млн барр./сут



Однако, по мнению экспертов «ЛУКОЙЛа», ввод новых активов в удалённых от развитой инфраструктуры регионах – в Заполярье или на арктическом шельфе – будет происходить очень медленно. Это обусловлено низкими ценами на сырьё, а также санкциями, затрудняющими освоение Арктики, глубоководных месторождений и нетрадиционных ресурсов углеводородов. Согласно оценке компании, экономически эффективной остаётся разработка традиционных регионов с развитой производственной инфраструктурой. То есть необходимо повышать коэффициент извлечения нефти (КИН). Кроме того, Россия обладает огромным потенциалом в

сфере разработки ТРИЗ и нетрадиционных запасов нефти. Но для его реализации необходимы инвестиции и технологии.

Для осуществления новых проектов требуется благоприятный налоговый климат. Снижение фискальной нагрузки помогло бы вовлечь в разработку значительные запасы. Между тем, сегодня наблюдается тенденция к увеличению налогового прессы на отрасль. Ещё хуже обстоят дела с нефтепереработкой. Текущий уровень налоговой нагрузки является для неё критическим, дальнейшее увеличение различных «поборов» может привести к дефициту топлива в стране.

В связи с ухудшением ресурсной базы и отсутствием налоговых стимулов высока вероятность снижения добычи после 2019 г. Так, если в 2017–2018 гг. производство «чёрного золота» составит 555 млн т, то в 2020-м оно снизится до 551 млн т, а к 2025 г. – до 530 млн т (см. рис. 6).

Впрочем, некоторое сокращение добычи возможно уже в нынешнем году. Но не из-за ухудшения минерально-сырьевой базы и высоких налогов, а в связи со взятыми Россией на себя обязательствами в рамках соглашения с ОПЕК.

Напомним, страны ОПЕК достигли соглашения о сокращении с 1 января 2017 г. своей добычи на 1,2 млн барр./сут, до 32,5 млн. А государства, не входящие в картель, обязались уменьшить производство суммарно на 600 тыс. барр./сут, из которых 300 тыс. барр./сут приходится на долю РФ. Соглашение рассчитано на полгода с возможностью продления ещё на шесть месяцев.

Как отмечает вице-президент «ЛУКОЙЛа» Л. Федун, снижение производства сырья на 300 тыс. барр./сут не вызовет никаких проблем. «Например, весной Россия традиционно останавливала добычу на

150 тыс. баррелей для так называемых сезонных ремонтов. Ещё 150 тыс. – это практически небольшое количество проектов с высоким уровнем обводнённости, которые скорее уменьшают свободный денежный поток, чем его увеличивают. Поэтому остановка таких проектов не представляет никаких технологических проблем», – считает топ-менеджер.

ЦЕНОВЫЕ МЕЧТЫ

Но приведут ли эти совместные шаги ОПЕК и независимых нефтепроизводителей к повышению цен на «чёрное золото»? Как полагает вице-президент «ЛУКОЙЛа», баррель в нынешнем году будет стоить не менее 60 долларов.

«Настало время, когда можно вернуться к квотам, стабилизировать рынок и приступить к тренду растущих цен на нефть. Лучше производить 10 млн баррелей по цене 60 долларов за баррель, чем 15 млн по цене 40 долларов. Вы же экономите на издержках и на транспорте. Во-вторых, всё-таки нефть – это невозобновляемый ресурс, и продавать его лучше тогда, когда это можно сделать дороже», – считает Федун. По подсчётам компании, повышение цены нефти на 10 долларов приводит к росту её чистой прибыли на 2 млрд долларов.

Однако сокращение добычи, о котором договорились нефтеэкспортёры, преследует преимущественно краткосрочные цели по поддержанию цен. В долгосрочном плане такой механизм вряд ли сработает. Кроме того, определённые сомнения вызывает дисциплина выполнения обязательств, взятых на себя участниками соглашения.

Цена 60 долларов за баррель – это, конечно, гораздо лучше, чем те 30 с небольшим долларов, которые давали за «бочку» в начале прошлого года. Но, по оценкам «ЛУКОЙЛа», идеальный для отрасли

уровень котировок составляет 80 долларов за баррель.

«Даже если рост мирового спроса на нефть остановится, потребуются дополнительные инвестиции для замещения выпадающих объёмов добычи. Лишь только при цене нефти 80 долларов (примерно 120–130 долларов к 2030 г. с учётом инфляции) за баррель отрасль сможет обеспечить необходимый объём предложения для удовлетворения растущего спроса», – утверждает Л. Федун.

Такой уровень котировок обеспечил бы не только воспроизводство минерально-сырьевых ресурсов, но и балансировку рынка. «К сожалению, мы живём не в идеальном мире. В таком мире цена 80 долларов за баррель – это золотая цена, которая обеспечит равновесие между спросом и предложением, которая выгодна автолюбителям, поскольку нет высокой цены на бензин. Она выгодна и производителям. У них есть ресурсы, чтобы эту нефть добывать», – считает вице-президент «ЛУКОЙЛа».

По мнению экспертов компании, важную роль в формировании цен на нефть играют финансовые рынки. С начала 2000-х объёмы торговли нефтяными фьючерсами выросли в 9 раз. В результате рынок «бумажной» нефти по объёмам на порядок превышает рынок физического сырья. Увеличилась корреляция между нефтяными фьючерсами и другими классами активов. Доля спекулянтов на данном рынке достигает 80%, что приводит к значительной волатильности цен.

ЭЛЕКТРОМОБИЛЬ – СОЮЗНИК НЕФТЕГАЗА

Эксперты «ЛУКОЙЛа» отмечают, что относительно низкие цены на нефть (менее 80 долларов) сдерживают технический прогресс – дальнейшее развитие передовых технологий, внедрение альтернативных топлив и увеличение парка электромобилей. В результате электрокары продолжают оставаться «экологической игрушкой» для богатых.

Как подчёркивается в исследовании, основным драйвером мирового спроса на нефть в прогнозируемый период останется транспортный сектор. Его аппетиты возрастут на 7 млн барр./сут.

Согласно оценкам «ЛУКОЙЛа», сейчас в мире 2,5 млрд автомобилей и других движущихся средств, работающих на бензине и дизеле. Рост доходов населения в странах АТР будет способствовать увеличению мирового автопарка более чем на 1 млрд единиц к 2030 г. (см. рис. 7). Большую часть прироста обеспечат Индия и

Рис. 6. Добыча нефти и конденсата в России, млн т

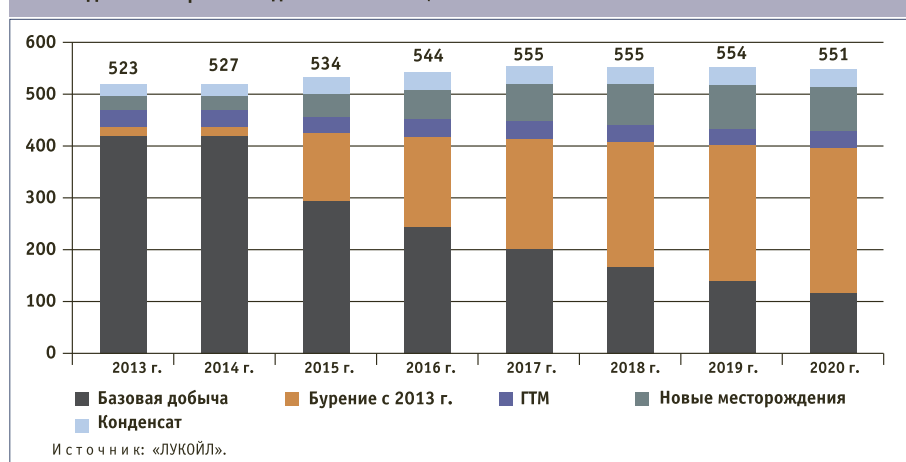
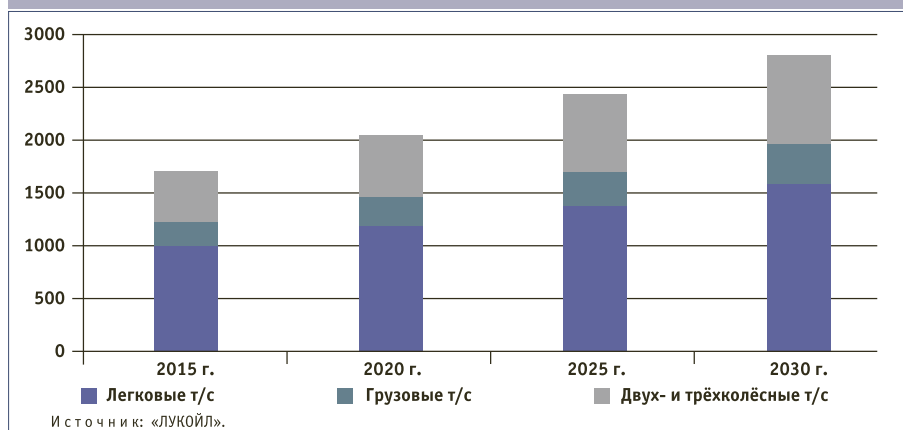


Рис. 7. Прогноз мирового автопарка, млн ед.



Китай. По величине автопарка КНР к концу прогнозируемого периода выйдет на первое место в мире, обогнав США.

В то же время повышение эффективности автомобилей с традиционными топливными двигателями, а также распространение электромобилей и гибридов приведёт к тому, что спрос на нефть со стороны легкового автотранспорта к 2025 г. прекратит расти и начнёт постепенно снижаться. Но потребление нефти на грузовом транспорте продолжит увеличиваться, поскольку в этом секторе распространение электромобилей будет происходить медленнее.

В целом же автомобили с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) сохраняют доминирующее положение в мировом автопарке. К 2030 г. на их долю будет приходиться около 85% общего числа легковых машин.

Одновременно доля электрокаров в продажах новых автомобилей увеличится до 20%, и в результате через 15 лет в мире будет уже 160 млн электрических автомобилей (8–10% автопарка). Таким образом, даже в случае реализации оптимистичного сценария, предполагающего увеличение парка электромобилей в 150 раз, их доля не превысит 10%.

Поэтому, по мнению Л. Федун, электромобили и машины с ДВС – не антагонисты, а союзники. Электротранспорт становится своевременным дополнением существующего автопарка, а не альтернативой. Согласно оценкам топ-менеджера, если бы не развитие нового сегмента, нефтяникам пришлось бы дополнительно добывать 3,5–5 млн барр./сут. А, как уже упоминалось, в связи с нехваткой инвестиций и ограниченной ресурсной базой наращивать производство «чёрного золота» будет непросто.

Помимо внедрения электромобилей, важным фактором, влияющим на НГК,

станет политика в области климатических изменений. Специалисты «ЛУКОЙЛа» отмечают, что Парижское соглашение, заключённое в конце 2015 г., говорит о готовности мирового сообщества предпринять дополнительные усилия по снижению выбросов парниковых газов. Однако существует значительная неопределённость относительно того, как это соглашение предполагается выполнять и за счёт каких средств будут достигнуты поставленные цели. Так, по оценкам Международного энергетического агентства, до 2030 г. потребуются 13,5 трлн долларов инвестиций в энергосберегающие технологии.

У МЭА свой взгляд

Не так давно МЭА представило прогноз развития мировой энергетики. Агентство предсказывает 30-процентный рост глобального спроса на энергию к 2040 г. Но при этом прогнозируются существенные изменения энергобаланса. В частности, к 2040 г. ожидается расширение потребления газа на 50%.

Основной прирост спроса на энергию, по мнению специалистов МЭА, придётся на те регионы, где быстрыми темпами продолжается индустриализация и урбанизация, – Индию, Юго-Восточную Азию и Китай, а также некоторые регионы Африки, Латинской Америки и Ближнего Востока. Однако агентство предполагает, что самый большой прирост спроса в Китае и Индии придётся на солнечную энергетику. Уже сегодня в сегмент ВИЭ ежегодно направляется почти 1,8 трлн долларов инвестиций, в то время как капиталовложения в разведку и добычу нефти и природного газа резко упали.

Что касается нефти, темпы её потребления в мире постепенно замедляются. К 2040 г. спрос составит 103 млн барр./сут. Но агентство предупреждает о серьёзных

рисках для нефтяных рынков в краткосрочной перспективе. Сокращение расходов на разведку и добычу в 2015–2016 гг. привело к недостатку новых проектов. Так, по итогам прошлого года общие объёмы традиционных запасов нефти, вводимых в разработку, сократились до уровня 1950 годов.

«Мы ясно видим, что в ближайшие 25 лет лидерами роста спроса прежде всего станут ветровая и солнечная энергетика, а также природный газ, которые займут место угля, лидировавшего последние 25 лет», – утверждает исполнительный директор агентства Фатих Бироль. Он также отмечает, что ведущая роль в развитии мировой энергетики принадлежит государственной политике.

Специалисты МЭА, как и «ЛУКОЙЛа», отмечают удивительную жизнеспособность американских сланцевых проектов в условиях низких цен. Главная причина этого – короткий инвестиционный цикл. Американцам удаётся отреагировать на изменения на мировом рынке в считанные месяцы. А под ударом в период кризиса оказались проекты по освоению традиционных ресурсов, которые запускаются спустя 4–6 лет после принятия инвестиционного решения.

Кроме того, агентство отмечает значительное сокращение государственных субсидий на потребление ископаемого топлива. В 2015 г. они составили около 325 млрд долларов, тогда как в 2014 г. достигали 500 млрд. По мнению МЭА, это свидетельствует не только о снижении цен на энергоресурсы, но также и о реформах, происходящих в разных странах. Почти 60% всех новых электрогенерирующих мощностей к 2040 г. будут работать на ВИЭ, и большая их часть, согласно базовому прогнозу агентства, станет конкурентоспособной без каких-либо субсидий.

«Интерес к теме будущего растёт. Перспективы развития становятся всё более неопределёнными. Если раньше экономисты занимались поиском закономерностей, то сегодня экономика как наука изучает неожиданности. Есть мнение, что потенциал основного экспортного товара Российской Федерации к 2030 г. будет исчерпан. Не думаю, что у нефти нужно отнимать будущее, но мы должны понимать основные тренды развития мировой энергетики. Важно, чтобы при всём уважении к международным агентствам и компаниям в России появлялись собственные прогнозы», – справедливо отмечает генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности Константин Симонов.

Ориентир – социальное партнёрство

Заслуженный отдых: каковы его условия для россиян на фоне нынешних перемен в этой области

Текущая пенсионная реформа и повышение роли рыночных инструментов социального страхования – такова тема беседы обозревателя «Нефти России» Павла Богомолова с заместителем генерального директора Негосударственного пенсионного фонда (НПФ) «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» Оксаной Власьевой. Присоединившись недавно к команде фонда и усилив блок, реализующий стратегию отношений с компаниями, она отвечает за развитие корпоративных пенсионных программ.

– Оксана Ивановна, в контексте социальных преобразований, происходящих в России, одним из острых и актуальных вопросов является пенсионная реформа. О ней россияне говорят и спорят повсюду. Да и понятно, ведь «правила игры» в пенсионной сфере нередко меняются. Давайте начнём с тематики обязательного пенсионного страхования. Каковы последние изменения в этой области, проецирующиеся на повседневную работу фонда «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ»?

– У нас немало клиентов не только по негосударственному пенсионному обеспечению (что созвучно рыночному статусу отечественных НПФ), но и по обязательному пенсионному страхованию. С 2015 г. на федеральном уровне заработала система гарантирования прав лиц, которые охвачены этой формой социального обеспечения по возрасту, нетрудоспособности либо по иным причинам.

Чтобы подключиться к данной системе гарантирования и продолжить работу в новых условиях в соответствии с законодательством, многое пришлось подкорректировать. В частности, отечественные НПФ, занимающиеся пенсионными накоплениями граждан, должны были пройти организованную Банком России проверку...



– ...Таким образом, стать участниками новой системы, гарантирующей сохранность будущих пенсий граждан?

– Совершенно верно. Поверьте, это – немаловажная и ответственная роль. Ведь система, о которой мы говорим, стала комплексной и всеохватывающей – она обеспечивает сохранность всех поступлений на пенсионный счёт. Иными словами, теперь владелец счёта вдвойне уверен, что номинал точно сохранится для правильного расчёта пенсии.

Слово «вдвойне» сказано, кстати, вполне сознательно. Для наших клиентов речь идёт уже не только о дополнительных гарантиях со стороны государства, но и о стабильности и надёжности выбранного ими фонда. «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» вступил в систему гарантирования одним из первых – ещё в начале января 2015 г.

– Какие ещё нововведения произошли в ходе пенсионной реформы?

– С 2015 г. изменился порядок формирования пенсии. Не все знают, что права работающих граждан на страховую пенсию стали учитываться в индивидуальных коэффициентах, то есть в баллах, а не в реальных деньгах. И, конечно, теперь уже намного сложнее предположить, каков может быть размер будущей пенсии ветерану труда.

А с 2016 г. более проблематичным стало положение так называемых «молчунов», так и не выбравших свой вариант пенсионного обеспечения.

– Но ведь раньше многие из них знали: высказался ли работник о наилучшей для него форме денежных «гарантий на старость» или нет, все равно что-то «накапает» в виде взносов от работодателя на накопительную пенсию. «Накапает», можно сказать, автоматически.

– А теперь эта простая схема уже не работает. У «молчунов» не осталось надежд на дальнейшее формирование, причём даже без их участия, пенсионных накоплений за счёт отчислений работодателя. Ведь все страховые взносы, направляемые в Пенсионный фонд РФ (22%), учитываются в составе страховой пенсии.

– В общем, выходит так, что у НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» имеются в новых условиях как бы два «фронта», две основные сферы деятельности. Это работа с обязательным страхованием и негосударственное пенсионное обеспечение – не так ли?

– Именно так, и нельзя недооценивать ни того, ни другого! Мы говорим прямо и без ложной скромности, что НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» занимает лидирующие позиции на рынке обязательного пенсионного страхования. Мы находимся на втором месте в рейтинге НПФ по объёму пенсионных накоплений в управлении и третьем – по количеству застрахованных лиц¹. Но это лишь часть наших достижений.

¹ По состоянию на 30.09.2016 г.



Семинар-совещание по вопросам пенсионного обеспечения ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, 2016 г.

– То есть и в сфере негосударственного пенсионного обеспечения вы тоже уверенно занимаете стабильные позиции?

– Судите сами. Сегодня 232,4 тыс. человек являются клиентами АО «НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» (или, если придерживаться терминологии, – участниками) по негосударственному пенсионному обеспечению. Из них более 72 тыс. уже получают корпоративные пенсии.

А налажено всё это за не столь долгое время. Ведь недаром направление, о котором зашла речь, считается в России достаточно новым. Самой системе негосударственных пенсионных фондов, изначально создававшихся при крупных компаниях для пенсионного обеспечения сотрудников, всего 25 лет.

– Наверное, почти все эти клиенты – лukoйловцы?

– Нет, примерно половина. Но причина вашего вопроса вполне понятна: мы ведь действительно были созданы как необходимое корпоративное звено под эгидой крупнейшего в стране частного топливно-энергетического холдинга. И эта, так сказать, исконно-профильная миссия по сей день остаётся для нас важнейшей.

За всю историю фонда бывшим работникам «ЛУКОЙЛа» и сервисных ор-

НАША СПРАВКА

По итогам деятельности за 9 месяцев прошлого года объём собственного имущества НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» вырос на 10,3% и достиг 277,4 млрд рублей. Объём пенсионных резервов увеличился на 8,3% и составил 24,9 млрд рублей. Объём пенсионных накоплений вырос на 11,4%, до 246,9 млрд рублей. Общая сумма выплат по обязательному пенсионному страхованию и негосударственному пенсионному обеспечению за эти же три квартала 2016 г. составила 2,8 млрд рублей.

«Итоги 2016-го пока ещё не подведены полностью, однако в целом прошедшие месяцы работы мы считаем успешными. Наш Фонд продолжает динамично развиваться по всем основным направлениям. Главной ценностью остаётся высокое качество услуг, оказываемых нашим клиентам», – отмечает генеральный директор АО «НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» Денис Рудоманенко.

ганизаций выплачено в виде пенсий свыше 11 млрд рублей. Дополнительную негосударственную пенсию в настоящее время получают более 46 тыс. бывших работников, из них по долевой программе – порядка 7 тыс. человек.

Сказывается то, что долевой принцип стал для всех нас сравнительно новым и люди только начинают им пользоваться,

понимая всю важность формирования дополнительного пенсионного капитала в условиях продолжающейся реформы. Тем не менее среди сегодняшних работающих сотрудников насчитывается уже свыше 41 тыс. человек, участвующих именно в долевой корпоративной программе.

– Похоже, что в процессе продвижения этой схемы Вы, так сказать, не отсиживаетесь в головном московском офисе, а «колесите» по стране.

– Да, мы часто ездим по организациям Группы «ЛУКОЙЛ» и их филиалам – проводим дни открытых дверей, выездные семинары-совещания в Когалыме, Перми, Усинске, Волгограде, Кстово... Часто и плодотворно общаемся с коллективами, обсуждаем возникающие идеи и предложения. Прежде всего, анализируем состав того контингента работников, который шире других вовлекается в совместную реализацию нашей главной программы, разработанной и внедрённой главным образом для «ЛУКОЙЛа».

– Пожалуйста, расскажите подробнее о процессе её внедрения.

– Называется эта программа так: «Единая система негосударственного пенси-



Генеральный директор АО «НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» Денис Рудоманенко на вручении премии «Финансовая элита России 2016». АО «НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» стал лауреатом премии в номинации «Корпоративная пенсионная программа года»

онного обеспечения». Основана она на уже упомянутом нами принципе долевого участия, при котором работники организаций Группы вносят совместный с работодателем вклад в формирование средств для выплаты дополнительной пенсии.

В целом работники «ЛУКОЙЛа» активно подключаются к этой взаимовыгодной для всех сторон программе. По оценке аналитиков нашего Фонда, средний «диапазон охвата» работников составляет около 43%. При этом в одних регионах этот показатель может превышать 60–70%, а в других он пока составляет не более 15–20%.

– А каковы пропорциональные параметры, на основе которых функционирует эта система?

– На этапе первоначального накопления (стартуя, желательно, с «дальних подступов» к заслуженному отдыху) работник самостоятельно переводит взносы на личный пенсионный счёт. По результатам инвестирования наш НПФ начисляет на них доход. Следующий этап начинается за несколько лет до выхода на пенсию. Многое здесь зависит от условий положения о негосударст-

венном пенсионном обеспечении, действующего в организации. Суть, однако, состоит в том, что на этой стадии работодатель удваивает накопленные взносы работника. При этом суммы, о которых идёт речь, не превышают 4% от зарплаты. Формируются данные корпоративные взносы на отдельном именном пенсионном счёте работника-участника долевого плана. С этого периода доход обеспечивается результатами инвестирования не только средств работника, но и взносов работодателя.

– Правда ли, что даже самый дисциплинированный плательщик собственных пенсионных взносов, возможно, годами не видит «встречного счёта», который пополнился бы «ЛУКОЙЛом»?

– Да, правда. Поскольку речь идёт о тысячах работников, для которых «цифровой догматизм» в реализации принципа паритетности неприемлем. В непростой финансовой ситуации он мог бы вызвать в бюджетах ряда организаций пусть временное, но всё равно ненужное напряжение. Поэтому, чтобы не снижать заинтересованности со стороны желающих, «ЛУКОЙЛ» принимает в

списки своей пенсионной программы всех, но конкретные именные пенсионные счета открывать не спешит. Это делается незадолго до выхода на заслуженный отдых.

Иными словами, сначала холдинг как бы копит свои обязательства перед работником, а потом начинает постепенно идти навстречу его справедливым ожиданиям. Таким образом, второй пенсионный счёт на глазах обретает цифровую солидность, не теряя при этом ни единого рубля. Гарантом служит безупречная информационная база Группы и её отлаженная связь с нами.

– Можно ли в итоге сказать, что к моменту выхода на заслуженный отдых у работника уже сформирован пенсионный капитал?

– Да, причём, исходя из его объёма, рассчитывается ежемесячный размер пенсии. Так, в 2016 г. средняя сумма назначенной пенсии по «ЛУКОЙЛу» составила более 5 тыс. рублей в месяц. Триединый сплав источников – работник, работодатель и Фонд – именно то преимущество, которого практически не даёт ни одна другая программа.

Мы, конечно, не претендуем здесь на какую-то исключительность. Не отрицаем, что завершающий свою трудовую биографию работник может попробовать отложить деньги и без нас, самостоятельно. Можно, к примеру, использовать депозитарные вклады, предлагаемые многими банками. Но ведь банки не софинансируют взносы, в отличие от социально ответственного работодателя, который регулярно делает это по условиям долевого программы.

– Насколько широко, согласно собранной Фондом статистике, люди откликаются на «плюсы» корпоративных пенсионных планов?

– В литавры бить пока ещё рановато. Средний возраст, когда россиянин задумывается о необходимости отложить часть своих доходов на завтра, – это 45 лет, а то и позже. Так что психологическая атмосфера здесь далеко не безоблачная. С другой стороны, есть и обнадеживающие сигналы.

Возьмём, к примеру, ожидаемую продолжительность жизни наших пенсионеров. На профессиональном языке эта формула звучит, правда, упрощённо: «срок дожития». Но, обижены на это пенсионеры или нет, этот показатель демографии совершенно незаменим для про-

гноза среднего количества лет, которое человек проживает с момента достижения пенсионного возраста. Актуальность этого индикатора для НПФ совершенно ясна, тем более что мы сознательно используем его при расчёте негосударственной пенсии.

– И о чём же свидетельствует этот «срок дожития» в РФ?

– В среднем по стране он составляет 25,5 года для женщин и 15,9 года для мужчин. Но вот что показательно: сравнив эти общенациональные планки с конкретными данными по «сроку дожития» среди клиентов НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ», привлечённые нами аналитики сформировали весьма красноречивую выборку. Её хочется назвать симптоматичной в наилучшем смысле слова. Оказалось, что участники наших программ (и мужчины, и женщины), перешагнув рубеж пенсионного возраста, живут в среднем на 7 лет дольше «среднестатистических» соотечественников.

– Иными словами, можно сделать вывод о том, что качество жизни пенсионеров НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» выше, чем других?

– Именно! Вот почему тем россиянам, которые пока не стали клиентами нашего фонда, я рекомендую задуматься над подобными цифрами.

– Но ведь, с другой стороны, в ТЭК действуют жёсткие правила производственной дисциплины, техники безопасности, да и чисто бытовых самоограничений. Всё это закладывает основы долгой и здоровой жизни работников отрасли. А это, в свою очередь, не может не влиять на самочувствие тех же людей позднее – в пожилом возрасте. Так, в целом ряде объектов нефтяной промышленности совершенно исключены столь вредные привычки, как курение и пьянство.

– Знаете ли, я предпочитаю смотреть на такие проблемы диалектически. Сначала, будучи тридцати- или сорокалетним, работник того или иного нефтепромысла не пьёт и не курит не только ввиду регламентных запретов. Он избегает лишних нагрузок ещё и потому, что гордится своей компанией, хорошо зарабатывает, справедливо надеется на карьерный рост и (в русле той же крепнущей уверенности в завтрашнем дне) отчисляет себе средства на будущую корпоративную пенсию. А потом, с го-

дами, он ретроспективно опирается, планируя свой отдых и заботу о здоровье, на тот позитив, который создавал для себя десятилетиями. Так что причинно-следственную взаимосвязь здесь можно проследить в обоих календарных направлениях.

– Давайте переведём беседу в новую канву – за рамки чисто лукойловского бэкграунда вашего НПФ. То есть возьмём проблему шире – в плане выхода НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» на российский пенсионный рынок. Кстати, что он собой сегодня представляет?



– На сегодняшний день объём рынка пенсионных накоплений в нашей стране составляет порядка 4 трлн рублей. При этом на долю негосударственных фондов приходится половина – около 2 трлн рублей. Это те самые «длинные» деньги, которые выполняют важнейшую для экономики и бизнеса функцию – источника долгосрочного внутреннего инвестирования.

– Что ж, половина рынка, занятая НПФ, – это совсем немало. Тем более для страны со всё ещё ощутимым наследием плановой экономики, где и социальные проблемы тоже регулировались с помощью командно-административных рычагов. Но теперь, судя по всему, россияне ищут новые, нетрадиционные ответы на вековой вопрос, как смягчить для себя воздействие столь неумолимой пословицы: «стабильность – не радость»?

– Да, и мы видим в этом большой потенциал переосмысления пенсионных реалий. Ибо не только в отдельно взятой отрасли, а буквально повсюду люди размышляют: не пора ли начать копить свою пенсию самостоятельно, причём с молодого возраста?

Тем более что и фон для таких мыслей становится всё более беспокойным. Словно снежный ком, нарастают волнующие всех темы общероссийской дискуссии. Что будет с обязательным соцстрахованием? Не приведёт ли «бальное» реформатирование механизма расчёта госпенсии к некоему дискомфорту? Не ждать ли пожилым людям радикального изменения в соотношении между объёмами корпоративной и государственной поддержки? Наконец, какой станет данная пропорция? Как звенья одной цепи, эти и иные дилеммы складываются для ветеранов труда в один большой вопрос, куда всё идет?

– И куда же?

– В сторону гораздо большей взаимной взыскательности и, я бы сказала, ответственности как работодателей, так и работников, целых коллективов. И ещё – в сторону не только зарождения, но и всемерного укрепления трёхуровневой пенсионной системы в России: труженик – работодатель – государство. Причём каждый из этих трёх партнёров, я убеждена, вправе рассчитывать на выгоды и преимущества в рамках «разделения труда».

– Например?

– Возьмём одного работника, участвующего в программе НПФ. Перечисляя нам средства, он вправе рассчитывать на налоговый вычет. Экономия для его семейного бюджета – 13% с любой суммы не выше 120 тыс. рублей в год. Налицо – свидетельство инвестиционной привлекательности нашего продукта на индивидуальном уровне.

А теперь возьмём общекорпоративный «кошелёк» работодателя. Возможно, он озадачен вопросом удержания своих лучших кадров, да ещё в суровых условиях Севера. И вот топ-менеджеры и кадровики обсуждают список наиболее заслуженных работников – самых нужных и редких специалистов, лауреатов корпоративных премий, почётных знаков и других наград. При этом «проговариваются» особые пенсионные «грейды» или дополнительные



условия для кандидатов на включение в такой список: какие ещё обязательства должен взять на себя претендент на вступление в эту льготную пенсионную программу?

– В госаппарате уже введён в действие новый, весьма либеральный кадровый стандарт. Если работа руководителя того или иного подразделения на федеральном или местном уровне не вызывает нареканий, если он сам не ставит вопроса о своём выходе на пенсию, то он может спокойно продолжать трудовую деятельность до 70 лет. Интересно, распространится ли этот критерий на неправительственную сферу нашего хозяйственного комплекса, например, на частные компании и группы предприятий?

– Поверьте, столь гибкий и манёвренный подход проявляется кое-где уже сегодня. Мы видим его примеры и на предприятиях такой социально ориентированной компании, как «ЛУКОЙЛ». Да и в ряде других холдингов, объединений и отдельных фирм. Выйдя на свободный рынок, НПФ всё активнее маневрирует с форматами пенсионных программ, превращая их подчас в нетрадиционные креативные, то есть совершенно новые для России продукты социально-целевого предназначения.

– И что же служит стимулом к этому реформированию?

– Один из стимулов обусловлен выходом НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» не только на гигантские, известные всей стране корпорации, но и на компании средне-

го, малого размера. Среди них много таких предприятий, которые буквально борются за выживание. Хотя мы и начинаем диалог с ними с пенсионной классики, но скоро выясняется иная «специфика момента».

Налицо приоритетность более оперативных рычагов рыночного типа, которые я назвала бы преимущественно мотивационными. Одним заводам нужно во что бы то ни стало сохранить костяк квалифицированной рабочей силы хотя бы на три года или лучше на пять лет. Другие сократили на пороге кризиса столько сотрудников, что дезориентировали свой же коллектив, и теперь не знают, чем привлечь дипломированную молодежь. Третьи, наоборот, вынуждены увольнять людей предпенсионного возраста. А ведь такие увольнения – тоже дорогое удовольствие: чего стоят хотя бы три месячных оклада, подлежащие выплате «прямо сейчас»...

– Думается, поэтому эксперты НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ», выезжающие по таким приглашениям на места, контактируют с HR-службами отнюдь не с позиций «всезнающих докторов» с готовыми рецептами для пациента. Речь, скорее, идёт о постановке диагноза, или я не прав?

– Безусловно, правы. Быть может, какого-нибудь специалиста выгоднее не уволить сегодня, а дипломатично предупредить его о выходе на заслуженный отдых, скажем, через полгода. Да ещё с обещанием корпоративной пенсии от работодателя. Заодно компания может учесть данный расход по программе

НПО в размере до 12% от ФОТ в расходах на оплату труда в целях налогообложения и, следовательно, сберечь по выплатам данного специалиста как минимум 30% страхового взноса.

– Я слышал, что далёкие от момента выхода на заслуженный отдых труженики ряда отраслей и даже люди среднего возраста могут немало получить, благодаря тому гибкому структурно-пенсionному манёвру, который предлагает им Ваш Фонд...

– Причём тому есть подтверждения. Вот, к примеру, целевая группа лётчиков, имеющих по закону право выйти на пенсию в 45 лет. По согласованию с ними и работодателем мы реформировали типовую пенсионную программу. Изменили её таким образом, что пилотам и штурманам полностью компенсируется жилищная ипотека.

– Ну а в тех случаях, когда нуждающиеся в Вашей помощи коллективы совсем малочисленны, – нельзя ли заключать договоры от имени НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» не с такими крошечными единицами, а с их альянсами?

– Видите ли, наш НПФ может взаимодействовать только с юридическими лицами, то есть самими компаниями, сколь бы малыми они ни считались. Поэтому с их ассоциацией мы можем только советоваться и поддерживать информационные связи. Вот, к примеру, отраслевые профсоюзы. Мы уважаем их мнение и консультируемся, но контракты по пенсионному обеспечению подписываем, естественно, только с работодателями.

– Сотни российских нефтяников и газовиков прошли за последние годы через страны с неустойчивыми политическими режимами, последствиями войн и опасной эпидемиологической обстановкой...

– В НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» с уважением и почтением относятся к особым заслугам таких коллег. Мы не раз за последние годы читали в корпоративных документах и пресс-релизах ссылки на новаторскую задачу: разместить со временем за рубежом до 15% и более всей добычи углеводородного сырья. Знаем и о том, что реализовать это нелегко...

– Минные поля на юге Ирака, малярия в Гане и Кот-д'Ивуаре, эбола в Сьерра-Леоне, «арабская весна» в Северной Африке, высокогорье Боливии и нестабильность

Венесуэлы – лишь часть таких примеров. Учитываются ли эти факторы при оценке периодов трудового стажа, и принимают ли они во внимание при расчёте корпоративных пенсий?

– Безусловно, но мы в этой области являемся лишь исполнителями, а не «казачиками надбавок». Компании, надолго командирующие работников в страны и регионы с непростыми условиями жизни, являются, к счастью, самыми ответственными работодателями на отечественном рынке труда. Именно они скрупулёзно подсчитывают зарплатные коэффициенты за удалённость проектов, вахтовый метод их реализации, неблагоприятные климатические условия, опасность конфликтов и многое другое.

– Представим себе, что работодатель уже получил от посольства РФ и специализированных международных служб объективную картину всех трудностей, с которыми предстоит столкнуться в той или иной стране геологам, буровикам и офисному персоналу. Что же следует дальше?

– По мере вызревания и уточнения инвестиционных планов наступает уже «продвинутый» этап наших согласований, когда во главу угла ставится практический вопрос: во что всё это обойдётся для самого работодателя и, соответственно, для НПФ? В итоге, когда утрясены все детали и по утвержденному графику поступают корпоративные взносы, мы уже не имеем права ни в чём отклоняться и, разумеется, не делаем этого.

– Видя на улицах российских городов, да и на телеэкранах, автобусы с зарубежными туристами преклонного возраста, наши пенсионеры справедливо сетуют: через сколько лет такая же обеспеченность придёт и к ветеранам труда в нашей стране? Американцы и канадцы, японцы и западноевропейцы жизнера-

достно пересекают границы с тугими кошельками и видеокамерами, а наши пенсионеры ведут очень скромный образ жизни. Как бы Вы прокомментировали эту ситуацию?

– Действительно, если подсчитать в рублях доходы ветеранов труда по обе стороны Атлантики, то получится, что в США пенсионер ежемесячно получает около 80 тыс. рублей, в Британии – чуть менее 50 тыс., а в России – примерно 13 тыс. рублей. Но ведь при этом среднестатистический американец сам себе накопил 42% названной суммы, да ещё получает, как правило, корпоративную пенсию от своего бывшего работодателя в объёме 13%. Англичанин же самостоятельно накопил 10% своего пенсионного дохода, а компания, в которой он трудился, добавляет 25%.

– А что можно сказать о россиянинах?

– Увы, россиянин ничего не получает из вышеназванных альтернативных источников. Ведь сам он (в большинстве случаев) ничего не накопил на своём пенсионном счёте и поэтому ничего не получил от экс-работодателя. Следовательно, среднестатистический гражданин РФ преклонного возраста живёт только на скромную государственную пенсию. Во всяком случае, до недавнего времени это было именно так.

– Так какой же выход предлагается очередному поколению наших сограждан – людей пусть и не преклонного, но уже солидного возраста?

– Как я уже говорила, всем нам предстоит психологически перестроиться. Надо перейти на гораздо более ответственные и самокритичные подходы к этому жизненно важному вопросу. Следует не просто больше откладывать себе на будущую пенсию, но и добиваться её честного и паритетного софинансирования со стороны работодателя. Необходимо, таким образом, продвигаться, вопре-

ки всем трудностям, к триединому – трёхуровневому формированию пенсий. Это полностью отвечает интересам наших соотечественников, которые отдали на благо той или иной организации, предприятия, отрасли и, наконец, страны в целом свои силы, знания и опыт.

– Остаётся добавить к столь справедливым призывам и ожиданиям честный и непредвзятый ответ на вопрос: уж не обольщаемся ли мы в своих надеждах на эту «перенастройку»? Не усиливается ли на деле разрыв между благими пожеланиями и неким «топтанием на месте»? Складывается впечатление, что темпы «мирного завоевания» пенсионной реформой большего числа сторонников слишком медленны...

– Нет, рынок НПО отнюдь не стагнирует – сказать так было бы неверно. Конечно, объёмы пенсионных резервов растут медленнее, чем пенсионные накопления как таковые. На долю НПО приходится пока лишь около 1 трлн рублей. Так что определённое отставание налицо, но это не стагнация, а «болезнь роста».

Государство и пенсионные фонды избрали верную модель лечения болезни – терпеливое и доказательное внедрение в общественное сознание новых подходов. Внедрение без «подстёгивания» и нажима, когда сама сила примера становится явной и заразной.

С 2004 г., когда заработала новая пенсионная модель, около 30 млн граждан (почти треть экономически активного населения страны) выбрали НПФы для формирования своих пенсионных накоплений. Данный показатель даёт все основания полагать, что рынок корпоративных пенсионных программ тоже будет стремительно развиваться, отвечая своей главной цели – достойной и безбедной жизни пенсионеров России.

На правах рекламы

АО «НПФ ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ». Лицензия ЦБ России № 432 от 20.05.2014 г. – бессрочная. Фонд создан в результате реорганизации НО «НПФ ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ», которая работает на рынке с 1994 г. Получить подробную информацию об АО «НПФ ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ», ознакомиться с его Уставом, Пенсионными правилами, Страховыми правилами, а также иными документами, предусмотренными Федеральным законом № 75-ФЗ от 07.05.1998 г. и нормативными актами Банка России, Вы можете, обратившись в Фонд по адресу: 129110, Москва, ул. Гиляровского, д. 39, стр. 3. Тел.: (495) 411-55-37, 8 (800) 200-5-999. www.lukoil-garant.ru

Эффективное падение

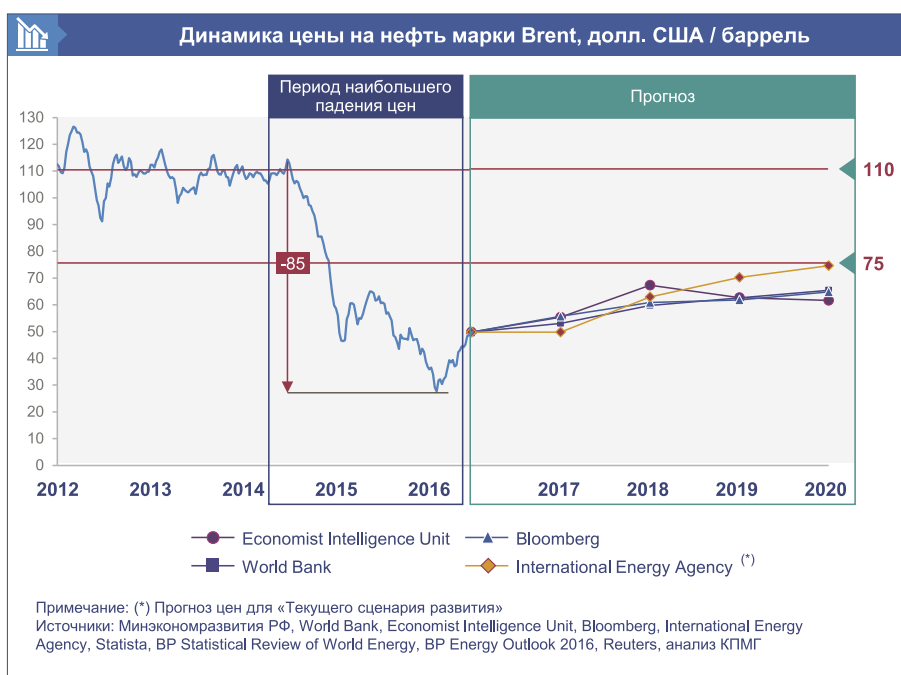


Антон УСОВ,
партнёр, руководитель практики
по работе с компаниями
нефтегазового сектора;
Алексей НАЗАРОВ,
партнёр;
Максим МАЛКОВ,
заместитель директора
Группа стратегического
консультирования
КПМГ в России и СНГ

В январе 2016 г. цена нефти марки WTI пробила психологическую отметку в 30 долларов за баррель. Сорт Brent также приблизился к этому порогу. Такие показатели поставили проекты по добыче нефти в разных регионах мира на грань рентабельности, а также грозили снижением инвестиций в сектор, падением уровня добычи и банкротствами игроков.

Прошёл год. Российские нефтегазовые компании, несмотря на такие вводные, не только остались на плаву, но и сумели обеспечить минимальное по сравнению с зарубежными игроками снижение рентабельности по операционным доходам. Как это возможно, если производительность труда и оптимизация процессов в России традиционно хуже, чем на Западе? И означает ли это, что отечественные нефтегазовые мейджоры могут больше не работать над своей эффективностью?

Все аналитики сходятся в одном – до 2020 г. не прогнозируется восстановления нефтяных цен до уровня 2012–2013 гг. (100–110 долл./барр.). Это обусловлено сохранением высокого уровня добычи, количеством накоп-



ленных запасов, замедлением темпов роста спроса со стороны крупнейших стран-потребителей и сдерживанием цен крупными государствами-производителями с целью недопущения наращивания объёмов добычи сланцевой нефти (см. рис. 1).

Такое изменение конъюнктуры уже привело к снижению рентабельности международных и российских компаний нефтегазовой отрасли. Вместе с тем, у отечественных ВИНК ухудшение показателя рентабельности по операционным доходам оказалось менее существенным, чем у зарубежных игроков.

Казалось, это очень хорошо и свидетельствует о высокой эффективности бизнес-процессов. Однако, если вдаваться в детали, становится очевидным, что в первую очередь это «заслуга» эффекта компенсации от снижения выручки вследствие девальвации рубля в 2014–2015 гг. Свою роль сыграл также налоговый «щит», предоставленный нефтегазовым компаниям российским бюджетом из-за падения цен на углеводородное сырьё.

Кроме того, в нашей стране достаточно низкая себестоимость добычи. По оценкам некоторых экспертов, она является чуть ли не одной из самых низких в мире, что позволяет российским предприятиям быть более устойчивыми к снижению цен на нефть по сравнению с зарубежными компаниями и удерживать уровень рентабельности в сегменте «Разведка и добыча» (upstream) на уровне, превышающем среднемировые.

Например, в результате обвала нефтяных цен зарубежные компании в 2015–2016 гг. оптимизировали свои издержки, в том числе за счёт сокращения персонала. В среднем по отрасли оно составило 10% от общей численности сотрудников. Основная его доля пришлась на административный блок региональных офисов. Ряд иностранных компаний планируют в среднесрочной перспективе продолжать постепенное сокращение работников.

В отличие от зарубежных представителей отрасли, крупнейшие российские компании не проводили масштабных сокращений, таким образом демонстрируя ещё и социальную ответственность.

Казалось, эти факторы свидетельствуют о том, что отечественные компании могут в меньшей степени беспо-



коиться о волатильности сырьевых цен. Однако не стоит забывать о бюджетообразующей роли нефтегазового сектора в экономике России. Наша страна при падении цены на нефть теряет больше, чем нефтяные компании, так как резко уменьшаются налоговые поступления. В ситуации экономической рецессии и геополитической неопределённости государство с большой долей вероятности захочет каким-то образом эти потери компенсировать – прямыми или альтернативными изъятиями. А это значит, что игрокам отечественного нефтегазового сектора нужно стремиться не просто удерживать, а увеличить прибыльность своего бизнеса. Поскольку рыночная конъюнктура таких надежд не даёт, единственный способ – оптимизация внутренних бизнес-процессов, повышение их эффективности.

Среди предполагаемых направлений можно выделить стандартизацию и оптимизацию бизнес-процессов, снижение дублирования функций и выведе-

ние отдельных процессов на аутсорсинг. Также важными факторами являются нормирование труда и повышение его производительности до уровня лучших мировых практик. Это актуально как для производственных бизнес-функций (например, в upstream по показателю добычи на одного сотрудника), так и для поддерживающих функций (например, управление персоналом, бухгалтерский учёт и т. д.).

Кроме того, российским нефтегазовым компаниям целесообразно рассмотреть возможность более широко использования методов big data для повышения эффективности в долгосрочной перспективе.

Даже при существующей волатильности на рынке акцент на повышение эффективности ведения бизнеса является ключевым для стабильного функционирования отрасли. Только таким способом можно в среднесрочной перспективе обеспечить достаточный свободный денежный поток для распределения акционерам (см. рис. 2).



21-я специализированная выставка с международным участием

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2017

7-9 ИЮНЯ

Официальная поддержка:

- Правительство Саратовской области
- Министерство промышленности и энергетики Саратовской области
- Союз нефтегазопромышленников РФ
- Союз производителей нефтегазового оборудования
- Российский Союз химиков



РЕКЛАМА

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ХИМИЧЕСКАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ
КОНТРОЛЬ
(СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ
РАЗДЕЛ)

**Нефть
Россия**
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФИТ ЭКСПО
Тел.: (8452) 227 247, 227 248
<http://expo.sofit.ru>
<http://vk.com/sofit.expo>

«Транснефть»: большая и неэффективная

Являясь мировым лидером по объёмам транспортировки сырья, отечественная трубопроводная монополия уступает зарубежным аналогам по финансовым показателям

Мария КУТУЗОВА

В нефтяной промышленности основное внимание традиционно уделяется ситуации в добыче: встречи стран ОПЕК и ограничение уровня производства, сланцевая нефть в США и канадские нефтяные пески, коррупционные скандалы в Petrobras и CNPC. Эти темы остаются на первых страницах мировой прессы. Однако нефть надо не только добыть, но и доставить потребителю. В новом исследовании, подготовленном специалистами Института энергетики и финансов (ИЭФ), сравниваются производственные и финансовые показатели крупнейших публичных трубопроводных компаний из США, Канады, России и стран СНГ. Как отмечают российские эксперты, не стоит недооценивать этот сектор – расходы на транспортировку могут доходить до 15% от операционных затрат компаний (в основном на доставку нефти и нефтепродуктов по трубопроводам). От операционной эффективности транспортных предприятий во многом зависят экономические показатели всей нефтяной отрасли, а также состояние бюджетов многих добывающих государств.

«ТРАНСНЕФТИ» НЕТ РАВНЫХ

Транспорт играет важную роль в цепочке создания стоимости в нефтяной промышленности. Зачастую доступность транспортной инфраструктуры – определяющий фактор для принятия инвестиционного решения о реализации того или иного добычного проекта. По словам генерального директора Института энергетической стратегии, члена учебного совета ИЭФ Владимира Бушуева, успех сланцевой нефтедобычи в США во мно-

гом базировался на использовании уже созданной качественной, современной и в то же время доступной по цене трубопроводной инфраструктуры. Это позволило американским нефтяным компаниям экономить десятки миллиардов долларов и положительно отразилось на темпах сланцевой добычи. Однако важны не только наличие и доступность объектов транспортировки, но и показатели их экономической эффективности.

Как отмечают эксперты ИЭФ, «Транснефть» на российском рынке работает в особых условиях, отличающихся от контекста деятельности аналогичных игроков за рубежом. В отличие от нефтедобытчиков из США, Канады и других стран, российские вертикально интегрированные нефтяные компании в своём большинстве не имеют транспортной альтернативы (возможности транспортировки по железной дороге, речным транспортом или по нефтепроводам других компаний).

Согласно выводам исследования, при сравнении с зарубежными аналогами «Транснефть» является лидером по таким показателям, как протяжённость нефтепроводов и грузооборот нефти. При этом она опережает крупнейшие транспортные компании мира в 4–10 раз. По интенсивности транспортировки «чёрного золота» «Транснефть» сопоставима с лидером американской отрасли Enbridge Energy LP и на 43% превосходит TransCanada Keystone Pipeline (см. табл.).

«Сильные производственные показатели “Транснефти” во многом обусловлены сохранившейся со времён СССР системой нефте- и нефтепродуктопроводов и уникальным положением в отрасли (компания транспортирует 86,4% всей добываемой в России нефти). Тем не менее удельные операционные и финансовые показатели зачастую оказываются ниже, чем у крупных иностранных трубопроводных компаний. Улучшение этих показателей

может стать серьёзным вкладом в рост эффективности не только компании, но и, учитывая масштабы работы “Транснефти”, всей нефтяной отрасли и российской экономики», – считает В. Бушуев.

Среднее расстояние транспортировки нефти у российской компании в 2015 г. составило 2,5 тыс. км. Это существенно выше, чем у большинства зарубежных аналогов. Показателен пример США, где благодаря разработке запасов сланцевой нефти в традиционных добычных регионах с развитой инфраструктурой медианное значение среднего расстояния транспортировки «чёрного золота» упало на 24,1%. Быстрый рост нефтедобычи был зафиксирован на побережье Мексиканского залива и на северо-востоке США, вблизи от основных центров потребления нефти в стране. На значительные расстояния (среди компаний выборки) транспортируют нефть TransCanada Keystone Pipeline (от канадской Альберты до Кушинга в штате Оклахома), а также BP Pipelines (Аляска) и ConocoPhillips Transportation Alaska (эксплуатирует Трансальскинскую систему нефтепроводов).

Что касается «Транснефти», то рост транспортного плеча на 4,1% в период 2011–2015 гг. был связан с увеличением добычи нефти на месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока, удалённых от основных центров потребления.

За последние годы крупнейшие американские компании показали достаточно высокую динамику прироста объёмов транспортировки. Благодаря увеличению добычи сланцевой нефти их грузооборот за 2011–2015 гг. вырос в 1,4 раза. Это существенно превышает среднее значение выборки (+10%). А «Транснефть» продемонстрировала рост всего на 6,2%. Тем не менее данный показатель у российской компании по итогам 2015 г. в 2 раза превышал грузооборот всех трубопроводных корпораций США и более чем в 8 раз превосходил результаты лидера американской отрасли – Enbridge Energy LP.

ФИНАНСОВЫЕ ПРОВАЛЫ МОНОПОЛИИ

«Это своего рода бенчмарк-исследование, сравнивающее основные показатели операционной и финансовой эффективности различных компаний, занимающихся транспортировкой нефти по магистральным нефтепроводам. Мы использовали достаточно большую выборку для сравнения (21 компания) и охватили длинный горизонт времени – 5 лет. В России при оценке операционной эффективности чаще всего рассматривают динамику производственных показателей, например грузооборот или удельный расход электроэнергии на прокачку нефти. Однако не менее важна и финансовая эффективность. Причём не только понимание того, как компания зарабатывает деньги (это во многом обусловлено политикой регулятора по установлению тарифа), но и того, насколько эффективно она их тратит», – говорит Марсель Салихов, главный директор по экономическому направлению, руководитель экономического департамента Института энергетики и финансов.

В среднем выручка от транспортировки нефти у ведущих трубопроводных компаний мира за 2011–2015 гг. выросла на 41% (медиана – лишь на 19%, крупные компании росли опережающими темпами). Рост был связан как с увеличением грузооборота (на 20%), так и с повышением среднего тарифа. Из-за снижения курса рубля в 2014–2015 гг. выручка «Транснефти» от транспортировки «чёрного золота», номинированная в долларах, снизилась. Однако в рублёвом выражении она выросла на 22,6%, главным образом из-за увеличения среднего тарифа на прокачку (на 15%). Этот тренд сохранился и в первом полугодии 2016-го: выручка от транспортировки нефти в рублёвом выражении выросла на 9,6% относительно первого полугодия 2015 г., а в долларовом эквиваленте она сократилась на 10,6%.

Сравнительно низкие операционные расходы и эффект масштаба позволяют «Транснефти» сохранять достаточно высокую рентабельность бизнеса. Так, по итогам 2015 г. рентабельность по EBITDA составила 56,3%, тогда как медианное значение зарубежных аналогов равняется 51%.

Средний тариф на транспортировку нефти у российской компании ниже, чем у большинства зарубежных аналогов (0,8 доллара/100 т-км против медианного 1,7 доллара/100 т-км), что обусловлено эффектом масштаба. Однако, как от-

мечают в своём исследовании эксперты ИЭФ, при корректировке паритета покупательской способности уровень тарифа «Транснефти» оказывается существенно выше значений крупнейших компаний-аналогов (2,2 долл./100 т-км).

В то же время, согласно исследованию, в экономическом аспекте «Транснефть» отстаёт от своих зарубежных аналогов по нескольким существенным направлениям. Так, несмотря на монопольное положение компании и высокую рентабельность EBITDA, она все последние годы демонстрировала отрицательную скорректированную доходность инвестированного капитала (ROIC-WACC). Данная финансовая метрика оценивает, насколько эффективно компания использует свой капитал. Как подчёркивают авторы исследования, она более адекватно отражает состояние дел, чем стандартные показатели рентабельности. В особенности это касается инфраструктурных компаний, которые осуществляют большие и долгосрочные проекты. Большая часть их расходов приходится как раз на инвестиции. В этом случае традиционные показатели, такие как рентабельность по EBITDA, не являются подходящими методами оценки.

«Как показывает наш анализ, новые инвестиции “Транснефти” приносили убытки и уничтожали акционерную стоимость. В то время как денежный поток от старых, построенных ещё в советское время нефтепроводов покрывал все неэффективные расходы. Дивидендные выплаты компании были удивительно низкими, несмотря на взятый правительством курс на увеличение выплат дивидендов госкомпаниями. К примеру, дивидендные выплаты “Транснефти” даже ниже, чем, например, у белорусской компании “Томельтранснефть Дружба” или у частных американских компаний, которые не имеют обязательных требований по выплатам», – комментирует Марсель Салихов.

Нужно отметить, что в компании стали прислушиваться к требованиям акционеров. Напомним, что с критикой «Транснефти» выступали как миноритарии, так и основной акционер – государство. Представители правительства в течение прошлого года неоднократно призывали увеличить дивидендные выплаты госкомпаний. В итоге 12 декабря 2016 г. на заседании совета директоров «Транснефти», проходившем под председательством министра энергетики РФ Александра Новака, была утверждена но-

вая дивидендная политика. Теперь компания будет тратить на выплаты дивидендов не менее 25% чистой прибыли.

Представители «Транснефти» подтверждают этот уровень дивидендных выплат на 2017 г. «Мы для себя определили, что это будут 25% от чистой прибыли по МСФО. Это утверждено советом директоров», – заявил первый вице-президент компании Максим Гришанин.

ПЛАНЫ ПРИДЕТСЯ СКОРРЕКТИРОВАТЬ

В 2016 г. в систему «Транснефти» было принято 483,4 млн т «чёрного золота», что на 0,6% больше, чем годом ранее. На российские НПЗ было поставлено 245,2 млн т (–2%), в дальнее зарубежье – 219 млн т (+5,6%), в ближнее – 18 млн т (–18%). Резкое снижение последнего показателя объясняется сокращением экспорта в Белоруссию.

Ранее «Транснефть» планировала сохранить в 2017 г. прошлогодний уровень прокачки нефти – в районе 483 млн т. Однако эта цифра была сформирована исходя из заявок, полученных от компаний до присоединения России к соглашению с ОПЕК о сокращении добычи нефти. Очевидно, данный показатель будет скорректирован. По словам представителей «Транснефти», она ориентируется на снижение экспортной прокачки в 2017 г. на 2,1% – до 232–233 млн т нефти.

Согласно планам, в 2017 г. в Китай в рамках межправительственного соглашения будет поставлено 30 млн т нефти. Из них 16,5 млн т пойдут по трубопроводу Сковородино – Мохэ, 10 млн т предполагается отправить через Казахстан (существенный рост по сравнению с 2016 г., когда перекачали 7 млн т) и 3,5 млн т – через порт Козьмино. К 2020 г. «Транснефть» намерена транспортировать по системе ВСТО-1 около 80 млн т нефти в год, а по ВСТО-2 (от Сковородино до Козьмино) – 50 млн т. По словам главы компании Николая Токарева, это максимальная мощность, на которую был рассчитан проект.

В свою очередь, Китай с целью увеличения приёма российской нефти планирует к началу 2018 г. подготовить свой участок нефтепровода Сковородино – Мохэ. По словам вице-президента «Транснефти» Сергея Андропова, российская компания и китайская CNPC в течение всего прошлого года обсуждали вопросы, связанные с готовностью соответствующей инфраструктуры. Пока никаких официальных запросов на перенос

Динамика основных показателей ПАО «Транснефть» и медианных показателей крупнейших иностранных трубопроводных компаний, 2011-2015 гг.

	ПАО «Транснефть»						Медианные значения по выборке					
	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2011–2015 гг.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2011–2015 гг.
Основные производственные показатели												
Протяжённость нефтепроводов, тыс. км	51,4	53,5	53,6	53,3	52,3	1,7%	2,3 (50,3)	2,1 (52,0)	2,4 (53,3)	2,8 (56,2)	2,5 (55,0)	7,3% (9,4%)
Протяжённость нефтепродуктопроводов, тыс. км	19,2	19,3	19,4	18,9	18,9	–1,4%	4,6 (66,0)	4,5 (64,1)	4,5 (63,9)	4,5 (65,3)	4,5 (66,5)	–1,9% (0,8%)
Грузооборот нефти, млн т-км	1115583	1127699	1156382	1147152	1185028	6,2%	14747 (322512)	14915 (331793)	13737 (335130)	12899 (365079)	13439 (388221)	–8,9% (20,4%)
Грузооборот нефтепродуктов, млн т-км	36951	35088	40971	41685	40926	10,8%	15217 (280675)	13076 (286835)	12627 (295301)	12884 (298813)	14341 (311852)	–5,8% (11,1%)
Транспортировка нефти, млн т	471,7	480,4	481,1	477,5	481,4	2,1%	27,6 (537,1)	32,6 (545,3)	39,0 (575,2)	40,7 (616,7)	48,2 (680,4)	74,6% (26,7)
Транспортировка нефтепродуктов, млн т	29,3	27,5	31,0	31,2	32,2	9,9%	41,0 (394,6)	28,0 (396,3)	29,2 (412,3)	31,9 (424,9)	33,6 (445,9)	–18,1% (13,0%)
Среднее расстояние транспортировки нефти, км	2365	2348	2404	2402	2462	4,1%	632	628	657	666	695	10,0%
Среднее расстояние транспортировки нефтепродуктов, км	1261	1276	1322	1336	1271	0,8%	542	441	367	332	383	–29,4%
Выручка от транспортировки нефти, млн долл.	15528	15917	1923	13164	9212	–40,7%	296 (4802)	315 (5193)	356 (6055)	376 (6679)	353 (6770)	19,1% (41,0%)
Выручка от транспортировки нефтепродуктов, млн долл.	896	908	1179	1114	805	–10,2%	239 (3045)	224 (3151)	267 (3357)	306 (3779)	333 (4110)	39,3% (35,0%)
Основные операционные показатели												
Рентабельность по EBITDA, %	55,0	56,2	61,1	59,3	56,3	57,6	45,5	47,7	47,3	50,3	51,0	48,4%
Средний тариф на транспортировку нефти, долл./100 т-км	1,4	1,4	1,4	1,1	0,8	1,2	1,7	1,7	2,0	1,9	1,7	1,8
Операционные затраты на транспортировку нефти, долл./100 т-км	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,4	1,0	1,1	1,2	1,2	1,0	1,1
Доля операционных затрат на транспорт нефти в тарифе, %	43	32	35	36	35	36	53	56	56	54	54	54%
Средний тариф на транспортировку нефтепродуктов, долл./100 т-км	2,9	3,1	3,3	3,0	2,3	2,9	2,2	2,1	2,4	2,6	2,5	2,3
Операционные затраты на транспортировку нефтепродуктов, долл./100 т-км	1,6	1,5	1,4	1,2	0,9	1,3	1,2	0,8	1,3	1,1	1,1	1,1
Доля операционных затрат на транспорт нефтепродуктов в тарифе, %	55	50	43	39	39	45	65	56	59	50	49	56
Основные финансовые показатели												
Уровень долговой нагрузки (Net Debt/EBITDA), раз	1,0	0,8	0,5	0,7	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Затраты на обслуживание долга (EBITDA/Interest payments), раз	13,2	10,7	9,5	9,5	8,3	10,3	26,3	43,5	48,6	27,8	30,3	35,3
Износ основных фондов, %	37,4	33,5	37,5	40,2	42,1	38,1	35,2	36,4	36,8	34,3	36,1	35,8
Покрытие капитальных затрат операционным денежным потоком (OCF/Capex ratio), раз	0,8	1,1	1,4	0,9	1,0	1,1	2,6	2,3	1,1	1,5	2,2	1,9
Скорректированная рентабельность инвестированного капитала (ROIC-WACC), %	3,1	5,1	3,4	–3,7	–8,7	–0,1	7,4	3,4	7,5	5,9	4,7	5,8
Дивидендные выплаты (% от чистой прибыли), %	1,0	1,4	2,6	4,2	3,1	2,5	84,7	101,2	84,4	64,2	59,3	78,8

Примечание. В скобках приведена сумма по всем компаниям выборки. Данные по транспортировке нефти и нефтепродуктов приводятся без учёта Supoco Pipeline (из-за недоступности данных за 2011 г.); 2011–2015 гг. – для производственных показателей приводится отношение значения в 2015 г. к значению в 2011 г., для прочих показателей – среднее значение за 2011–2015 гг.

Источники: Институт энергетики и финансов.

сроков приёма нефти от китайской стороны не поступало. Напомним, что «Транснефть» должна была нарастить поставки нефти через подводный переход под Амуром по ответвлению Сково-

родино – Мохэ ещё в январе 2015 г., но тогда китайцы оказались не готовы. Эксперты отмечают, что КНР выгоднее получать российскую нефть, идущую через порт Козьмино. В частности, из-за более

короткого транспортного плеча до основных потребителей.

Что касается нефтепродуктов, то в 2016 г. «Транснефть» увеличила их транспортировку на 2,3% по сравнению с пре-

дыдущим годом, до 33,1 млн т. Однако сейчас компания планирует значительное снижение поставок нефтепродуктов по трубопроводной системе в направлении прибалтийских портов. В 2017 г. они могут сократиться до 2,4 млн т (против 3,2 млн т в прошлом году).

По информации первого вице-президента «Транснефти» Максима Гришанина, на протяжении последних трёх лет объёмы российских поставок топлива через порты Прибалтики значительно упали. Так, в 2014 г. они составили 21,8 млн т (16 млн т было отправлено по железной дороге, 5,7 млн т – по трубопроводам), в 2015 г. сократились до 18,6 млн т (4,2 млн т по трубопроводам), а в 2016 г. снизились до 11,4 млн т.

Конфликты с нефтяниками

Одновременно «Транснефть» продолжает реализацию новых проектов. Долгосрочная инвестиционная программа компании на 2016–2021 гг. составляет 1,5 трлн рублей. Причём пик затрат на новое строительство пришёлся на 2016 г.

По словам вице-президента Алексея Сапая, в 2017 г. планируются инвестиции на уровне 143 млрд рублей, а затем они существенно сократятся – до 80 млрд рублей в 2018 г. и 46 млрд рублей в 2019-м. Наученная горьким опытом кризиса, «Транснефть» собирается пересмотреть подход к строительству новых трубопроводов. Это обусловлено серьёзным сокращением ранее согласованных объёмов поставок по новым восточным нефтепроводам. Теперь компания намерена требовать от нефтяников юридически зафиксированных и подтверждённых объёмов перекачки сырья.

В частности, будет отложен проект «Юг-3» (трубопровод от Самарского НПЗ «Роснефти» до Новороссийска), пока компании не подтвердят планируемые к прокачке объёмы нефтепродуктов.

Но самыми горячо обсуждаемыми новыми проектами в прошлом году стали трубопроводы Куомба – Тайшет и Заполярье – Пурпе. По первому из них в 2017 г. планируется прокачать 950 тыс. т нефти, по второму – 4,5 млн т. Из-за сокращения ранее согласованных объёмов транспортировки эти проекты могут оказаться убыточными.

Так, в случае с Заполярье – Пурпе планы прокачки на период до 2025 г. сократились с 418 до 174 млн т. В результате «Транснефть» потребовала повышения тарифа до 1034 рублей за тонну нефти. Но ФАС утвердила тариф в 399,1 руб./т.

По мнению экспертов, это не позволит окупить расходы на строительство трубопровода в ближайшие 30 лет.

В целом же ФАС в конце декабря 2016 г. одобрила рост общесетевых тарифов «Транснефти» на 2017 г. исходя из параметров инфляции минус 10%. При этом была сделана перебалансировка тарифов в восточном направлении – единица к инфляции, в западном – меньше 0,9. По словам Николая Токарева, тарифы на транспортировку сырья остаются главным источником прибыли для «Транснефти», и в связи с недостаточной динамикой их роста компания рассматривает возможность корректировки своей инвестиционной программы.

Но конфликты «Транснефти» с ВИНК разворачиваются не только вокруг новых проектов. В конце 2016-го – начале 2017 г. разгорелся очередной спор с «Роснефтью». Последнюю не устроила методика учёта технологических потерь в контракте с «Транснефтью» на текущий год. Кроме того, «Роснефть» недовольна высокими тарифами на прокачку её нефти через Казахстан в Китай. Однако, по словам руководства транспортной монополии, «Роснефть» и без того находится в привилегированном положении. Эта ВИНК поставяет до 70% всех объёмов экспортной российской нефти в восточном направлении, а разница в цене между балтийскими портами и Козьмино в 2016 г. достигала 40–50 долларов за тонну в пользу последнего.

«МОРСКАЯ» СОСТАВЛЯЮЩАЯ «ТРАНСНЕФТИ»

По данным «Транснефти», отгрузка «чёрного золота» сорта ESPO из Козьмино составила в 2016 г. 31,8 млн т, увеличившись за год на 1,4 млн т (а с момента запуска терминала она выросла в два раза, с 15,3 млн т в 2010-м). Среди главных импортёров фигурируют Китай – 22,2 млн т (69,8%), Япония – 3,9 млн т (12,3%), Южная Корея – 2,4 млн т (7,5%). Кроме того, поставки осуществлялись в Малайзию – 1,6 млн т (5%), Сингапур – 0,6 млн т (1,9%), Таиланд – 0,4 млн т (1,3%), США – 0,3 млн т (1%), Филиппины и Новую Зеландию – по 0,2 млн т (0,6%). Всего с 2010 г. в страны АТР было отправлено более 155 млн т нефти.

В целом же «Транснефть» увеличила экспорт через портовые терминалы со 132,2 млн т в 2015-м до 142,9 млн т в 2016-м. В том числе через Новороссийск было отправлено до 30,6 млн т, Приморск – до 50,6 млн т, Усть-Лугу – до 30 млн т нефти.

Каспийский трубопроводный консорциум отгрузил в 2016 г. через морской терминал в Новороссийске 44,3 млн т нефти, из них 40,8 млн т принадлежат казахстанским компаниям, 3,5 млн т – российским. Рост объёмов по сравнению с 2015 г. составил 1,6 млн т, или 4%. В 2015 году КТК в рамках погашения долга перед акционерами выплатил России 327 млн долларов, в 2016 г. – ещё 258 млн. Таким образом, российский бюджет получил от консорциума за два года дополнительные 585 млн долларов.

Сейчас КТК готовится принять дополнительные объёмы каспийской нефти, добываемые на казахстанском месторождении Кашаган и российском им. Владимира Филановского. Напомним, «ЛУКОЙЛ» ввёл в строй своё новое месторождение на Каспии в конце октября 2016 г., а уже в середине января 2017 г. он отчитался о добыче на Филановском миллионной тонны нефти. До конца текущего года ВИНК намерена извлечь на этом месторождении порядка 4,4 млн т сырья. Нефть подаётся по подводному трубопроводу до береговых сооружений, а затем поступает в систему КТК.

В свою очередь, Казахстан собирает в текущем году сдать с Кашагана в КТК около 12 млн т нефти (в 2016 г. этот показатель составил 0,8 млн т). Всего в 2017 г. по трубе КТК планируется прокачать 65 млн т нефти.

Сейчас «Транснефть» ведёт переговоры с потенциальными покупателями доли в Новороссийском морском торговом порту. Однако пока никаких чётких договорённостей не достигнуто. По информации замминистра транспорта РФ Виктора Олерского, акции НМТП могут быть проданы в рамках приватизации одному стратегическому инвестору.

Среди претендентов на покупку фигурируют группы «Сумма» и «Дело», а также портовый оператор DP World из Дубая с партнёром в лице Российского фонда прямых инвестиций. «Сумма» уже владеет пакетом НМТП на паях с «Транснефтью» через компанию Novoport Holding Ltd. (50,1%). Ещё 10,5% принадлежит «дочке» «Транснефть-Сервис», 20% контролирует Росимущество, а 5,3% – структуры РЖД. Пакет государства в 20% НМТП одобрен в плане приватизации на 2017 г. Организатором приватизации выбран Sberbank CIB.

Таким образом, в планах «Роснефти» на нынешний год – не только реализация новых проектов и улаживание конфликтов с добывающими компаниями, но и развитие «морской составляющей» своей деятельности. ■



Caspian Oil&Gas
Azerbaijan



24-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

24th AZERBAIJAN INTERNATIONAL

CASPIAN OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.caspianoilgas.ru

6-9
ИЮНЯ / JUNE
2017

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В АЗЕРБАЙДЖАНЕ

THE LEADING
OIL & GAS EVENT
IN AZERBAIJAN

АЗЕРБАЙДЖАН, БАКУ
AZERBAIJAN, BAKU

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY



**CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD**

ITE МОСКВА

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

ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 506 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com



20 - 25
марта
Россия, Сочи

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

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

22 - 27
мая
Россия, Сочи

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

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

18 - 23
сентября
Россия, Анапа

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

СООБЩЕСТВО
ПРОФЕССИОНАЛОВ
ЭНЕРГЕТИКИ



Отраслевой журнал
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

23 - 28
октября
Россия, Сочи

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

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Интеллектуальный дом
«Нефть, Газ, Новация»



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



Ответ на новые реалии

Каковы должны быть механизмы и алгоритмы разработки стратегии по обеспечению экономической безопасности нефтегазового комплекса

Раис АЛАБЕРДЕЕВ,
кандидат экономических наук, доцент
Академии управления МВД России

Проблема российской экономики в целом и нефтегазового комплекса в частности заключается в том, что основная часть оборудования и комплектующих закупается за рубежом. Это обусловлено отсутствием отечественных производителей, которых мы растеряли в годы экономических реформ. Подобный дисбаланс возник в нефтяном комплексе в том числе и из-за того, что в начальный период реформ руководители нефтегазовых компаний, не имея стратегических ориентиров и опыта хозяйствования в условиях капиталистического производства, поверили в порядочность зарубежных транснациональных компаний. В указанные годы западные капиталисты, вооружившись парадигмой глобального мира, убедили наших производителей в идее всемирного разделения труда. Был распространён постулат о том, что нет необходимости всё производить внутри страны, когда можно закупать у мировых лидеров отрасли. Подобная ситуация сохранялась до того момента, пока российское руководство не заявило о суверенном праве поступать исходя из своих национальных интересов. Как только подобное случилось, западная коалиция во главе с США стала оказывать давление на российские власти путём введения различных санкций, в том числе и против нефтегазовых компаний.

НЕОБХОДИМ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

Для того чтобы преодолеть указанный дисбаланс, необходимо развивать собственное производство. Подобным образом поступают и другие страны,



в том числе и ведущие капиталистические державы. Эти государства начали возвращать производственные мощности обратно из развивающихся стран, куда ранее выводили свои промышленные предприятия. Подобное происходит из-за того, что в мире всё больше экономистов и политиков заявляют о необходимости отказаться от глобализации и вернуться к деиндустриализации.

В России ослабление промышленной базы привело к тому, что «...отечественный рынок наукоёмких услуг по многим ведущим направлениям работ оказался в руках зарубежных конкурентов»¹.

Чтобы чётко понимать, в каком состоянии находится нефтегазовый комплекс, и стабилизировать ситуацию, необходимо разработать эффективную стратегию обеспечения экономической безопасности исходя из национально-государственных инте-

ресов². Об этом говорится и в указе Президента РФ Владимира Путина: «Важнейшими факторами обеспечения экономической безопасности являются повышение эффективности государственного регулирования экономики в целях достижения устойчивого экономического роста, повышение производительности труда, освоение новых ресурсных источников, преодоление оттока капитала, увеличение объёма внутренних сбережений и их трансформация в инвестиции, снижение инфляции и др.»³.

Для достижения указанных целей каждой компании необходимо разработать эффективную стратегию обеспечения экономической безопасности по определённому алгоритму. При этом данную работу нужно начинать с определения соответствующих индикаторов и пороговых значений. Тре-

¹ Шафраник Ю. К., Крюков В. А. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. – М.: 2016. – С. 28.

² Актуальные вопросы государственного регулирования // Национальное рейтинговое агентство. Развитие нефтегазового комплекса России в 2014 г. – С. 29–31.

³ О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации: Указ Президента РФ от 31 декабря 2015 года № 683 / Российская газета. – 2015. – 31 декабря.

буется также разработка системы слежения (анализа, мониторинга, бенчмаркинга⁴) за производственной деятельностью, соответствием производственных показателей пороговым значениям и своевременное реагирование на возникающие угрозы и вызовы.

Подобная система разрабатывается исходя из того, что в нефтегазовом комплексе, в стране, да и в мире в целом ещё не сложилась универсальная система противодействия рискам и вызовам. В связи с этим каждая компания пытается найти собственный подход, руководствуясь корпоративными ценностями и базовыми принципами⁵.

Разработка и применение указанных индикаторов и пороговых значений обусловлены ещё и тем, что для выработки эффективной стратегии необходимо иметь достоверную информацию о деятельности различных компаний нефтегазовой отрасли.

Для проведения сравнительного анализа выделяются наиболее успешные стратегии различных компаний, в том числе и конкурентов. Затем они анализируются. Такой подход задаёт ориентиры при разработке собственных стратегий в целях максимального повышения эффективности компании в долгосрочной перспективе.

Сравнительный анализ позволяет решать следующие задачи:

- получение оценки уровня устойчивого инновационного развития российских нефтегазовых компаний для сравнения с ведущими мировыми компаниями-конкурентами, а также определение места своей компании среди них;
- выявление причин рисков и угроз в стратегическом развитии, производственной, финансовой, инновационной, инвестиционной, маркетинговой и научно-технической политике своей компании. Выработка рекомендаций по их преодолению;
- продвижение принципов устойчивого инновационного развития своей ком-

пании и формирование положительно-го имиджа (в рамках современной стратегии экономической безопасности).

При разработке упомянутых индикаторов необходимо учитывать следующие факторы:

- производственные (экономические) показатели деятельности компании и их эффективность;
- параметры коммерческих операций компании внутри страны и по сбыту продукции за рубежом;
- инновационную деятельность компании, которая охватывает научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- значимость указанных параметров для экономики, общества, индивида, инновационного прогресса.

Эти показатели используются для сравнения с подобными параметрами других компаний отрасли вне зависимости от масштаба субъекта экономики. Рассмотрение различных аспектов деятельности компаний осуществляется вместе и по отдельности, на основе общепринятых стандартов отчётности и открытых данных (прозрачность расчётов, достижимость эталонов, использование реальных показателей для масштабирования).

В то же время принципиальную роль играют не только и не столько сами по себе значения относительных показателей по выполненным работам, сколько достижения этими показателями определённых «пороговых» (или критических) значений⁶.

Особую значимость при определении механизмов разработки эффективной стратегии имеют следующие факторы:

- исследование строится на открытых источниках, в связи с чем особое значение приобретают качество, полнота публикуемой отчётности и её прозрачность;
- определение круга значимой информации, представляющей в совокупности исчерпывающую картину текущей ситуации и перспектив развития компании;
- выявление соотношения между рассмотренными данными на основе существующих исследований инновационного развития компаний;
- достаточность информации, устойчивость расчётных показателей внутри каждой группы и итоговой выборки показателей в целом.

Для достоверности анализа в список компаний включаются как общепризнанные лидеры отрасли, так и компании, не входящие в большинство мировых рейтингов (критерием здесь выступает наличие отчётности по интересующим параметрам). При этом исходные параметры и относительные показатели необходимо подвергать детальному анализу на этапе разработки, включая анализ на предмет доступности. Это позволит говорить об объективности данного критерия включения компаний в выборку. В целом требования к качеству отчётности на данном этапе могут быть достаточно лояльными ввиду необходимости анализа максимального числа российских компаний.

ОТБОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Отметим, что данные для определения индикаторов и пороговых значений должны быть основаны на открытой отчётности нефтегазовых компаний, размещаемой на официальных сайтах (годовые отчёты, отчёты об устойчивом развитии, корпоративной ответственности, финансовая отчётность, включая бухгалтерскую, аналитические справочники и т. п.), а также на информации с новостных порталов компаний. В некоторых случаях следует использовать информацию периодических изданий и материалы авторитетных сайтов.

Сбор производственных показателей можно осуществлять на основании годовых отчётов компаний. Основная форма, по которой они публикуют информацию, соответствует мировым стандартам отчётности. В этих отчётах имеются данные о функционировании:

- добывающих предприятий (прирост запасов углеводородных ресурсов, коэффициент извлекаемости, уровень добычи);
- транспортного сектора (трубопроводный, железнодорожный, танкерный);
- нефтеперерабатывающих заводов (глубина переработки, выход светлых нефтепродуктов, мазутов и т. п.).

Коммерческая деятельность складывается из следующих показателей:

- реализации товаров нефтегазового комплекса внутри страны;
- душевой потребности в нефтепродуктах (тонна/человек);
- экспорта углеводородных ресурсов (отдельно в АТР);
- доли сжиженного газа в структуре экспорта;
- реализации углеводородных ресурсов на внутрироссийской бирже;

⁴ Бенчмаркинг – (англ. bench mark – начало отсчета) – метод использования чужого опыта, передовых достижений лучших компаний, подразделений собственной компании, отдельных специалистов для повышения эффективности работы, производства, совершенствования бизнес-процессов; основан на анализе конкретных результатов и их использовании в собственной деятельности // Райзберг Б. А., Лозовский Л. Ш., Стародубцева Е. Б. Современный экономический словарь. 5-е изд.: Перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2007. – 495 с.

⁵ Глоба Н. С. Методологические аспекты выбора индикаторов-параметров пороговых значений безопасности нефтегазового комплекса РФ // Вестник Московского государственного лингвистического университета. Выпуск 550. 2008. С. 43–46.

⁶ Шафраник Ю. К., Крюков В. А. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. – М.: 2016. – С. 76.

- цены на углеводороды (по ценам внутрироссийской биржи при реализации за рубли)⁷.

Рентабельность предусматривает учёт доходов:

- по активам предприятий НГК;
- от управленческой деятельности;
- от реализации улучшенной продукции;
- от увеличения количества реализуемой продукции;
- от инновационной деятельности;
- от участия в деятельности других организаций;
- от подорожания продукции.

Основная доля инвестиций должна складываться из внутренних ресурсов самой компании. При их недостаточности можно обратиться к Правительству РФ за выделением денег из государственных фондов, а также выпустить дополнительные акции и распространить их среди населения страны. При невозможности изыскания внутренних резервов и исчерпании всех указанных способов следует приступить к рассмотрению возможностей внешних инвестиций. Но к ним стоит прибегать только в исключительных случаях, когда это связано с перспективами получения инновационных технологий.

Инновационная деятельность должна строиться таким образом, чтобы учитывать состояние данной сферы в зарубежных и российских компаниях. Эти сведения содержатся в основном в годовых и финансовых отчётах. Для оценки степени освоённости компаний инновационных технологий следует также учитывать её стратегические документы в области инновационного развития, материалы профильных информационных серверов и порталов, в частности Национального рейтингового агентства нефтегазового комплекса РФ, Oil and Gas Journal и др.⁸

При разработке стратегии нефтегазового комплекса обязательным условием является анализ эффективности государственного регулирования. Он складывается из изучения нормативных правовых актов органов исполнительной и законодательной властей по регулированию НГК. Кроме того, подлежат анализу материалы концептуальных и стратегических документов, новостных порталов

компаний, релевантных⁹ информационных порталов и периодических изданий, представляющих оценку деятельности данной компании и влияние на неё процесса государственного регулирования.

В ходе оценки инновационной активности также должны быть отражены: объёмы нематериальных активов по отношению к общим активам компании; доля в выручке финансирования НИОКР; коэффициент, характеризующий использование в деятельности компании наиболее современных и перспективных мировых инновационных технологий (проводится индикативная оценка на основе наличия перспективных технологий).

С учётом современных экономических условий, следует уделить внимание особенностям отбора показателей. Для выделения параметров, используемых для расчёта в рамках каждой позиции, необходим многосторонний мониторинг от-

С учётом современных экономических условий, следует уделить внимание особенностям отбора показателей. Для выделения параметров, используемых для расчёта в рамках каждой позиции, необходим многосторонний мониторинг открытых данных российских и зарубежных компаний.

крытых данных российских и зарубежных компаний. Это позволит определить наиболее подходящие параметры с учётом следующих критериев:

- соответствия идеологии для каждого блока данных;
- равновесности (равнозначности) показателей внутри одного блока;
- отсутствия корреляции между показателями внутри блока и всеми показателями системы;
- доступности показателя или входящих в него параметров (достаточная частота упоминания в открытых отчётах компании, возможность его вычисления).

При этом требуется соблюдение базовых принципов отбора показателей, включающих следующие критерии.

Объективность. Существуют показатели, которые выражают трудно оцениваемый качественный признак. В этом случае сложно проследить и объективно оценить их истинное значение. Например, удовлетворённость клиента рассчитывается на основе опроса. Содержание и интерпретация этих результатов очень субъективны. Поэтому подобные показатели или исключаются из анализа, или заменяются более объективными альтернативами.

Доступность. Использование доступных в открытых отчётах показателей позволяет построить универсальный индикатор, поддерживаемый большинством компаний.

Адекватность. Необходимо адекватно подбирать показатели, которые должны быть значимыми и существенными, а также равновесными уже имеющимся параметрам. При расширении системы нужно, чтобы новые показатели соответствовали основным параметрам первоначального ряда, степень их детализации должна быть равномерной.

Конкретность (однозначность). Показатели должны иметь строгую количественную оценку, чёткую и понятную, однозначно воспринимающуюся формулировку оцениваемого признака.

Сравнимость. Для анализа на макро- и мезоуровнях показатели должны быть легко сравнимы и сопоставимы. Поэтому предпочтительно использовать более обобщённые (для различных секторов) показатели одного класса (относительные или абсолютные).

Отсутствие корреляции. Необходимо отслеживать отсутствие корреляции показателей внутри каждой группы и общего списка используемых в системе индикаторов и пороговых значений.

Отметим, что на стадии сбора информации необходимо проводиться анализ количественных и качественных показателей, используемых в мировой практике. Также возможны экспертные показатели, сформированные с учётом ключевых тенденций экономического, технологического, инновационного развития.

В процессе систематизации показатели следует ранжировать по ряду параметров: относительные и абсолютные; качественные и количественные; коррелирующиеся. К тому же в процессе отбора возможные показатели определяют таким образом, чтобы исключить высокую степень корреляции между ними.

На основе мониторинга открытой отчётности нефтегазовых компаний (ос-

⁷ Развитие фондового, товарного и срочного рынка // Национальное рейтинговое агентство. Развитие нефтегазового комплекса России в 2014 г. – С. 26–28.

⁸ Пашигорев В. А. Стратегия развития энергетики в политике обеспечения экономической безопасности России: Дисс... канд. эконом. наук. – СПб. – 2015. – С. 98–100.

⁹ Релевантность (образовано от английского relevant – относящийся к делу) – в общем смысле это соответствие документа ожиданиям пользователя. В идеале страница выдачи должна полностью удовлетворять информационную потребность пользователя в независимости от её полноты и точности. URL: <http://yandex.ru/search/advanced>.

Таблица индикаторов, показателей и пороговых значений в расчётных показателях

Индикатор	Название показателя	Пороговые значения	Расчётные показатели
Производственные показатели			
Добыча нефти и газа	Прирост запасов углеводородных ресурсов	Достижение уровня добычи	млн т млрд м ³
	Извлекаемость углеводородных ресурсов	До достижения уровня извлекаемости в мире	коэф. в %
	Добыча углеводородных ресурсов	Ежегодный прирост добычи нефти на 2%, газа на 3,5%	коэф. в %
	Добыча нефти малыми компаниями	Доведение доли малых компаний по добыче нефти до 40%. В настоящее время доля крупных и аффилированных с ними компаний составляет 95%	млн т
Транспортировка углеводородов	Прирост протяжённости трубопроводов (ежегодный)	По поставкам нефти на 1,4% По поставкам газа на 0,6%	коэф. в %
Переработка нефти	До достижения 60% от добычи	Ежегодный прирост 1,5%	коэф. в %
	Достижение глубины переработки нефти 95%	Ежегодный прирост 0,7%	коэф. в %
	Достижение выхода светлых нефтепродуктов 80%	Ежегодный прирост 0,6%	коэф. в %
	Снижение выхода мазуты	До достижения 5%	коэф. в %
Маркетинговая деятельность			
Экспорт углеводородов	Доля в экспорте АТР – 30%	Ежегодный прирост на 0,4%	коэф. в %
	Доля сжиженного газа – 25%	Ежегодный прирост на 0,5%	коэф. в %
Душевая потребность в нефтепродуктах	До достижения 1,6 т на человека	Ежегодный прирост потребления на 0,04%	т/чел.
Доступность нефтепродуктов для населения	Возможность приобретения нефтепродуктов на зарплату	Исходя из средней зарплаты по странам	т/чел.
Развитие внутрироссийской биржи углеводородов	Доведение реализации нефти до 20%, газа до 10%	Ежегодный прирост на 0,5%	коэф. в %
Финансовая деятельность			
Цены на углеводородные ресурсы	По внутренней бирже углеводородных ресурсов	Реализация за рубли не менее 20% нефти и 10% газа	млн т/руб. млрд м ³ /руб.
	Себестоимость добычи нефти	По новым месторождениям до 16 долл. за баррель. По действующим месторождениям до 6 долл. за баррель	долл./барр.
	Рентабельность предприятия	Без учёта дохода от ежегодного подорожания продукции	т/руб.
Инвестиции в развитие	Доведение уровня инвестиций до 625 млрд долл.	Ежегодный рост инвестиций не менее 18–20 млрд долл.	долл./барр.
НИОКР	Доведение доли российского оборудования до 70%	Ежегодный рост доли российского оборудования	коэф. в %

новая часть данной выборки – зарубежные корпорации) составляется список рассматриваемых показателей, разбитый на несколько блоков. При этом среди обширного списка, включающего более 1000 разноплановых параметров, выделены те, которые наиболее часто встречаются в открытой отчётности. Вместе с тем, они могут представлять исчерпывающий список в рамках того или иного тематического блока системы критериев и индикаторов устойчивости.

Кроме того, при формировании итогового списка показателей для каждого из них принимаются во внимание равновесность и полнота внутри блока с учётом следующих критериев:

- соблюдением небольшого (не более 5) количества показателей внутри каждого блока (для недопущения разночтения итоговых результатов);

- выделения для анализа только ключевых аспектов деятельности компании в том или ином направлении.

Итоговая структура показателей и параметров устойчивости компаний нефтегазового комплекса представлены в табл.

В разделе «коммерческая деятельность» чистая прибыль и выручка компании не учитываются. Это обусловлено тем, что данные показатели увеличиваются за счёт инфляции и общих стратегических ориентиров компаний НГК, а также характеризуются минимальной волатильностью.

При этом выбор в качестве показателей отношений различных параметров к общей выручке компании аргументирован возможностью оценки всей структуры потоков денежных средств.

Кроме того, параметр «чистая прибыль» может иметь отрицательное или нулевое значение, что невыгодно в пред-

ставлении и анализе результатов. Необходимо также учитывать доходы по активам предприятия, от управленческой деятельности, реализации улучшенной продукции, увеличения количества реализованной продукции, реализации инновационной продукции, от участия в деятельности других компаний.

Сокращение выручки сказывается равномерно на всех статьях расходов либо нивелируется за счёт некоторых отдельных статей (что достаточно легко поддаётся анализу). Особого внимания заслуживают такие показатели, как «коэффициент извлечения нефти», «глубина переработки», «рентабельность», «освоенность новых технологий». Очевидно, что значения рассчитываемых индикаторов в существенной мере зависят от качества и полноты отчётности по интересующим показателям.

АЛГОРИТМ РАЗРАБОТКИ СТРАТЕГИИ

На основе собранных сведений и проведенного анализа вырабатывается алгоритм разработки эффективной стратегии экономической безопасности нефтегазовой компании. Отметим, что в рамках создания системы индикаторов и пороговых значений ставилась задача обеспечить максимальную прозрачность вычислений и простоту анализа полученных результатов, а также полноту представления, возможность равного учёта и анализа всех ключевых направлений деятельности компаний.

При рассмотрении этапов алгоритма можно отметить, что в целом сбор статистических данных основан на информации, полученной на сайтах компаний (с использованием, если это необходимо, данных релевантных информационных порталов).

При использовании внешних источников необходимо дополнительно анализировать соотношение этих данных с имеющимися сведениями самой компании (включая информацию за прошлые годы). Только там можно получить максимально корректные и полные ряды данных.

Так, на этапе систематизации статистических данных производят перевод величин, а также расчёт всех параметров, входящих в показатели. При этом все значения должны быть представлены в сопоставимых унифицированных единицах. К примеру, при работе с финансовыми данными вся информация должна была быть представлена в единой валюте – долларах США (или рублях) и т. п. Основная масса российских компаний данную информацию обнаруживает в рублях, но бывает, что и в долларах. Отчётность зарубежных корпораций выражена как в долларах, так и других валютах – евро, канадском долларе, норвежской кроне. В связи с этим для перевода в доллары В. А. Пашигоровым предлагается специальная формула для определения среднего курса каждого года¹⁰. Учитывается временной промежуток (месяц, год, квартал), курс доллара к валюте перевода на момент (день, месяц, квартал). Такая методика применима и для нефтегазового комплекса.

Вычисление индикаторов для каждого индекса производится на основании под-

Алгоритм формирования и выработки стратегии обеспечения экономической безопасности нефтегазового комплекса



счёта среднеарифметического значения включённых относительных параметров (согласно идее их равнозначности, заложенной при разработке системы индексации). Наряду с этим в рамках системы обеспечения экономической безопасности представлены индикаторы по каждой позиции и пороговые значения. Причём индикаторы экономической деятельности (производственные) включают в себя параметры добывающей, перерабатывающей отраслей и транспортировки нефтегазовых ресурсов. В свою очередь, показатели добывающей отрасли включают в себя данные о приросте (состоянии) углеводородных ресурсов, коэффициенте извлечения УВС, объёмах добычи, о добыче сырья малыми компаниями.

Включение в индикаторы последнего параметра (добыча малыми компаниями) связано с тем обстоятельством, что в США на долю малых независимых предприятий приходится почти 60% добычи углеводородов. В Канаде около трети нефти также производят мелкие ком-

паний, количество которых достигло нескольких тысяч¹¹. В России же их ниша составляет менее 3% по нефти и 10% по газу. Их возможности эффективно используются только в Республике Татарстан, что позволило радикально изменить ситуацию после 20-летнего периода спада добычи нефти (с 122 млн т в 1965 г. до 21 млн т в 1991 г.).

Малые компании способны эффективно функционировать и в других регионах. В стране имеется множество старых месторождений с падающей добычей, которые могли бы осваиваться небольшими предприятиями.

Для малых компаний можно было бы выбрать наиболее приемлемые проекты с учётом сроков реализации, окупаемости, доходности и других экономических параметров. При этом ожидаемый интегральный эффект подобных проектов рассчитывается по формуле математического ожидания:

¹⁰ Пашигоров В. А. Стратегия развития энергетики в политике обеспечения экономической безопасности России: Дисс... канд. эконом. наук. – СПб. – 2015. – С. 98–100.

¹¹ Шафраник Ю., Крюков А. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. – М., 2016. С. 85.

$\mathcal{O}_{ож} = \sum \mathcal{E}_k P_k$, где
 $\mathcal{O}_{ож}$ – ожидаемый интегральный эффект проекта,

$\mathcal{E}_k$ – интегральный эффект (ЧТС) при k -м сценарии,

P_k – вероятность реализации этого сценария¹².

Как уже отмечалось, в рамках разработанной методологии предполагается равновесность индикаторов, что обуславливает необходимость равномерного развития компании по выделенным направлениям. Кроме производственных показателей, в параметры включены сведения по маркетинговой деятельности и финансовые критерии.

При обработке собранных материалов формируется массив информации и статистики. На основе этих данных проводится анализ на различных уровнях (микро, макро и мезо) и определяются тенденции развития нефтегазового комплекса.

На базе полученных данных осуществляется анализ отраслевых показателей по средним, максимальным и минимальным значениям за весь рассматриваемый период внутри отраслевых групп.

Далее осуществляется графическое представление и проводится анализ результатов с учётом целей исследования. При этом возможен широкий спектр вариантов исследования выбранных данных. Все включённые в анализ компании могут быть сопоставлены в любых комбинациях ввиду единой используемой методологии расчёта и межотраслевого масштабирования результатов. Но для удобства анализа и восприятия компании представляются в рамках отраслевых направлений (добывающие, транспортирующие, перерабатывающие и т.п.).

Таким образом, реализуется объективный подход к анализу деятельности компаний различных отраслей НГК с возможностью сопоставления интересующих комбинаций, периодов, областей анализа.

Однако при осуществлении вышеуказанной работы необходимо учитывать и следующие факторы:

- поскольку все параметры берутся только из открытых источников, значения рассчитываемых индикаторов в значительной мере зависят от качества и полноты отчётности;
- необходимость сравнительного анализа значительного количества компа-

ний с различной структурой производства и разной полнотой отчётности обуславливает использование наиболее общих и рассчитываемых показателей. Однако это представляется вполне достаточным для определения основных трендов развития на микро-, макро- и мезо-уровнях. При этом общность и относительно небольшое количество параметров обеспечивают адекватную степень

В настоящее время для НГК России очень важно наличие эффективных стратегий обеспечения экономической безопасности. Это связано с тем обстоятельством, что в мире происходит очередной передел рынков сбыта углеводородных ресурсов. Он спровоцирован развитием новых технологий по производству сланцевой нефти, сжиженного газа.

прозрачности анализа результатов. При необходимости уточнения точек риска отдельной компании может быть проведено последующее углублённое исследование с использованием более широкого круга показателей.

В заключение можно констатировать, что предлагаемые механизмы и алгоритмы позволяют разработать наиболее эффективный вариант стратегии ввиду того, что при её создании учитываются параметры и показатели ведущих российских компаний в сопоставлении с мировыми лидерами. Данный подход также позволяет превентивно определять риски и угрозы, которые могут возникнуть у отечественных компаний при обеспечении экономической безопасности в производственной, маркетинговой, финансовой, инвестиционной и научно-технической сферах.

Безусловно, нефтегазовая отрасль занимает особое место в контексте обеспечения экономической безопасности России. Это обусловлено её особой ролью в экономике страны, в формировании консолидированного бюджета, пополнении государственных фондов, обеспечении энергоносителями, продукцией химической и нефтехимической отраслей и т. п.

В настоящее время для НГК России очень важно наличие эффективных стра-

тегий обеспечения экономической безопасности. Это связано с тем обстоятельством, что в мире происходит очередной передел рынков сбыта углеводородных ресурсов. Он спровоцирован развитием новых технологий по производству сланцевой нефти, сжиженного газа. Производители этих продуктов могут поставлять их на мировые рынки и конкурировать с традиционными экспортёрами. Всё это привело к переизбытку предложения углеводородных ресурсов.

В связи с этим российским компаниям необходимо предпринять меры по сохранению традиционных рынков сбыта своей продукции и по освоению новых. Внутри страны требуется создавать новые производства по переработке углеводородных ресурсов с высокой степенью передела для реализации за рубежом. Надо использовать государственное регулирование и корпоративные возможности с целью удешевления продукции комплекса для внутренних потребителей, что, несомненно, скажется на предпринимательской активности.

При разработке эффективной стратегии обеспечения экономической безопасности НГК необходимо чётко прописать порядок создания и функционирования малых предприятий на максимально льготных условиях. Это будет способствовать развитию малого и среднего бизнеса, отраслевой конкуренции независимых производителей. Такие меры позволят также ввести в хозяйственный оборот нефункционирующие месторождения и обеспечить приток инвестиций, что весьма своевременно в условиях бюджетного дефицита.

Кроме того, требуется обеспечить инновационное обновление комплекса, оживление деятельности геологоразведочной отрасли, а также эффективное использование финансовых средств компаний.

Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников Юрий Шафраник в связи с этим отметил: «Зарабатывайте, но направляйте средства на собственное перевооружение, в науку и развитие промышленности. И за импортозамещение, я считаю, государство должно спросить с компаний строже. Посчитайте, сколько дивидендов получила компания, и спросите, куда были направлены эти средства»¹³.

¹² Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: Вторая редакция. Официальное издание; Авт. колл.: В. В. Коссов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. – М.: Экономика. – 2000. – С. 48–50.

¹³ Шафраник Ю. К. Конкуренция, конкуренция и ещё раз конкуренция...// Нефтегазовая вертикаль. 2016. Сентябрь.

Календарь мероприятий 2017

VOSTOCK CAPITAL



15-16 февраля 2017,
Тбилиси

Международный
конгресс и выставка
Гидроэнергетика,
Каспий и Центральная
Азия 2017

www.hydropowercongress.com



1-3 марта 2017,
Тюмень

III ежегодная серия
технических визитов
и интерактивных
дискуссий
Строительство
и модернизация НПЗ,
ГПЗ и ХХП

www.oilandgasrefining.ru



15-17 марта 2017,
Москва

IV конгресс и выставка
Крупно-
и малотоннажные СПГ
проекты России

www.lngrussiacongress.com



26-27 апреля 2017,
Владивосток

II ежегодный форум
и выставка
Агро Дальний Восток
и Сибирь

www.agroforeast.ru



31 мая - 2 июня 2017,
Нидерланды

Технические визиты
и конференция
«Управление тепличным
бизнесом 2017»

www.greenhousesmanagement.com



7-9 июня 2017,
Нидерланды

V ежегодная програм-
ма мастер-классов по
обмену опытом и серия
технических визитов на
терминалы

www.oilterminalmanagement.com



7-8 июня 2017,
Салехард

VI форум и выставка
Комплексное освоение
нефтегазовых
месторождений Ямала

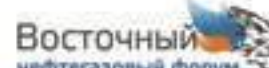
www.yamaloilandgas.com



27-28 июня 2017,
Москва

Ежегодный форум
и выставка
АгроЦентры:
инфраструктура,
переработка,
реализация

www.agrocentres.com



5-6 июля 2017,
Владивосток

II Международный
форум и выставка
Реализация новых
проектов Восточной
Сибири и Дальнего
Востока

www.exstrussiaoilandgas.com



21-22 сентября 2017,
Ставрополь

III ежегодный форум
и выставка
АгроЮг

www.forumagroyug.com



1-2 ноября 2017,
Москва

II ежегодная конференция
и выставка
Генерация энергии 2017:
инвестиции,
строительство
и модернизация

www.powergenerationconference.com



9 ноября 2017,
Москва

IV конференция
и выставка
Геологоразведка

www.georazvedkaforum.com



23-24 ноября 2017,
Санкт-Петербург

XII стратегический
конгресс
Транспортировка,
переработка и торговля
нефтью, СУГ
и нефтепродуктами

www.oilterminal.org



23-24 ноября 2017,
Санкт-Петербург

XII техническая
конференция
Нефтебазы и нефтяные
терминалы: от совре-
менного проектирования
до эффективной эксплу-
атации

www.oilterminal.org



6-7 декабря 2017,
Москва

II ежегодный форум
и выставка
Тепличные комплексы:
инвестиции, инновации
и обустройство

www.greenhousesforum.com

22-23 МАРТА 2017г.



г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ "ЯМАЛ", ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

**Выставка пройдет в рамках
Новоуренгойского газового форума**

Разделы выставки:

- ✓ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа. Новые технологии и оборудование хранения, транспорта, переработки и распределения природного газа и нефти. Насосы, компрессорное оборудование. Контрольные и измерительные приборы.
- ✓ Новые методы и оборудование для геологии и геофизики.
- ✓ Строительство объектов для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности. Специальные технологии и материалы для работы в условиях Севера. Энергетическое оборудование. Транспортные средства. Грузовая и спецтехника.
- ✓ Охрана окружающей среды и экологическая безопасность. Комплексная переработка сырьевых ресурсов, утилизация промышленных и твердых бытовых отходов. Очистка сточных вод и обращение с осадком. Предупреждение загрязнений воздушной среды. Реабилитация загрязненных территорий и акваторий.
- ✓ Промышленная безопасность. Охрана труда и техника безопасности, спецодежда, средства защиты. Средства связи, телекоммуникации и сигнализации. Противопожарная техника.



Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:



ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис",
г. Новосибирск

тел.: (383) 335 63 50 - многоканальный,

e-mail: ses@avmail.ru,

www.ses.net.ru



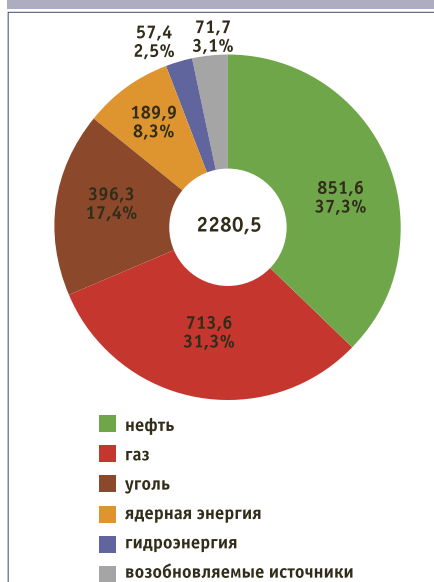
Нет у революции конца

США будут по-прежнему наращивать добычу углеводородного сырья за счёт сланцевых ресурсов, имея при этом «в резерве» потенциал морских акваторий

Владимир ВЫСОЦКИЙ, заместитель генерального директора по нефти и газу ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии зарубежных стран», лауреат Государственной премии России в области науки и техники

США занимают второе место в мире по потреблению первичных энергоносителей, уступив с 2009 г. лидерство Китаю. Доля страны в мировом потреблении энергии составляет 17,8%. На долю ископаемых источников приходилось 86,4%, в том числе на нефть – 36,7%, газ – 29,6% и уголь – 20,1%. За последнее пятилетие доля нефти снизилась на 1,1%, значительно (на 2,8%) возросла доля газа и возобновляемых источников энергии (см. рис. 1).

Рис. 1. Потребление энергетических источников в США в 2015 г., млн т н. э.



Источник: BP, June 2016.

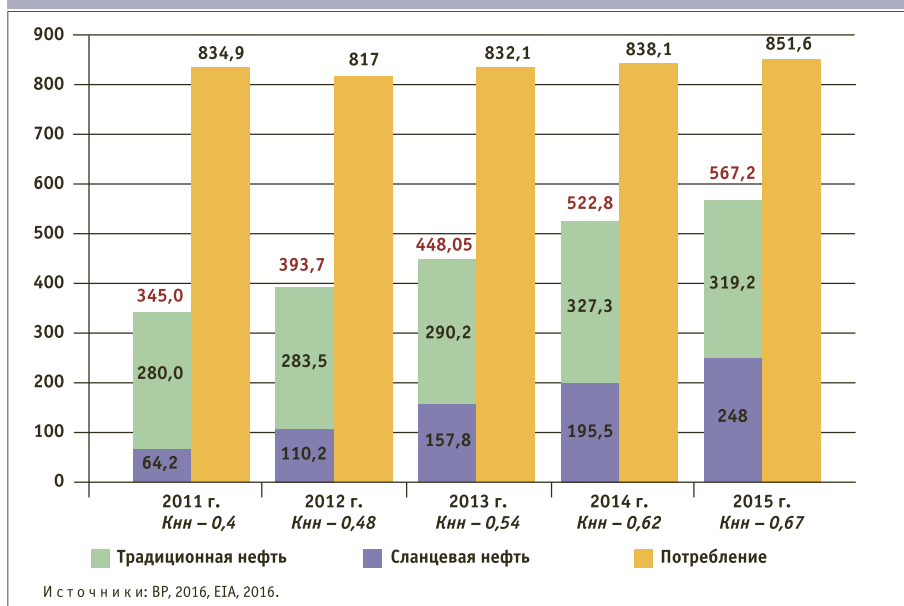
НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

По добыче нефти, включая газоконденсатные жидкости, США занимает 3-е место в мире, уступая Саудовской Аравии и России. В 2015 г. в стране было извлечено из недр 567,2 млн т. За последние 5 лет добыча выросла почти на 124 млн т, главным образом за счёт интенсивного освоения запасов трудноизвлекаемой нефти из сланцев (Tight Oil или Shale Oil). Этот рост привёл к значительному снижению импорта нефти, который за тот же пятилетний период сократился на 68,5 млн т (см. рис. 2).

Наибольшее сокращение произошло за счёт поставок из стран-членов ОПЕК (97 млн тонн), прежде всего Нигерии (34 млн т), Анголы (15 млн т), Алжира и Венесуэлы (на 14 млн т каждая). Значительно выросли поставки из Канады (на 30 млн т) и Колумбии (на 9,4 млн т).

По добыче газа страна занимает первое место в мире. В 2015 г. она состави-

Рис. 2. Добыча и потребление нефти в США в 2011–2015 гг., млн т



ла 767,3 млрд м³. За прошедшее пятилетие импорт газа снизился с 75,8 до 37,1 млрд м³. Это произошло за счёт уменьшения поставок как по газопроводам из Канады, так и сжиженного природного газа (см. рис. 3).

По нефтепроводам США транспортируется до двух третей всего объема перемещаемых по стране нефтепродуктов и нефти. Остальное перевозится автомобильным и речным транспортом. По магистральным нефте- и продуктопроводам ежегодно прокачивается 788 млн т нефти и 728 млн т нефтепродуктов. Суммарная протяженность нефте- и продуктопроводов диаметром от 8 до 24 дюймов составляет 88,5 тыс. км, а диаметром 2–6 дюймов (так называемые gathering lines) – 112,6 тыс. км.

Крупнейшими нефтепроводными системами в США являются Trans Alaska Pipeline System (48 дюймов, до 100 млн т/год) и Keystone Pipeline System (транспортирующая нефть из битуминозных песчаников провинции Альберта в Канаде до нефтеперерабатывающих заводов в Техасе). Одна из наиболее значительных продуктопроводных систем – это Calnef Pipeline. Её протяженность – 890 км, диаметр – от 8 до 14 дюймов, мощность – 6,6 млн т/год.

США с Канадой соединяют 30 магистральных газопроводов, с Мексикой – 18. Крупнейшими узлами, через которые США осуществляли импорт природного газа, являются Port of Morgan (Монтана), Eastport (Айдахо), Sherwood (Северная Дакота), Noyes (Миннесота). В США значительный объем природного газа

поступает из Канады по газопроводам системы Alliance (протяженность в США – 1440 км), Northern Border Pipeline (2250 км), Great Lakes Transmission (3404 км).

В 2013 г. в Соединённых Штатах, по данным Агентства энергетической информации (EIA), действовали 143 предприятия по переработке нефти: 11 в атлантических штатах, 27 – в центральных, 56 – в прилегающих к Мексиканскому заливу, 17 – в штатах района Скалистых гор и 32 – в тихоокеанских штатах (см. табл. 1).

Их суммарная мощность – 891,2 млн тонн в год. Почти 45% производствен-

ных активов американской нефтепереработки сосредоточены на побережье Мексиканского залива, в штатах Техас и Луизиана.

В США существует густая сеть газопроводов, по которым «голубое топливо» транспортируется или распределяется практически в любое место в пределах «нижних» 48 штатов. Единая сеть состоит из 210 газопроводных систем (548,6 тыс. км). Из них на долю национальных («межштатских») приходится 71,1% суммарной протяженности, а региональных («внутриштатских») – 28,9%. Работу сети обеспечивают 24 крупных распределительных центра, 400 подземных газохранилищ, 49 экспортно-импортных пунктов, 100 заводов по сглаживанию пиковых нагрузок, 1400 компрессорных станций, 11 тыс. пунктов доставки, 5 тыс. пунктов сбора природного газа, 1400 пунктов соединения линий. Существует также густая сеть продуктопроводов разного диаметра суммарной протяженностью 244,6 тыс. км.

На территории США расположен один завод по производству СПГ – Kenai (Аляска) – мощностью 1,9 млрд м³ в год. Он был введен в эксплуатацию ещё в 1969 г. для экспорта СПГ в Азию. Владелец завода – компания ConocoPhillips (100%). По состоянию на середину 2013 г. в стране имелось 11 регазификационных СПГ-терминалов суммарной мощностью 180,4 млрд м³/год. Их строительство началось в середине 1980-х и наиболее активно осуществлялось в начале 2000 годов.

Рис. 3. Добыча и потребление газа в США в 2011–2015 гг.

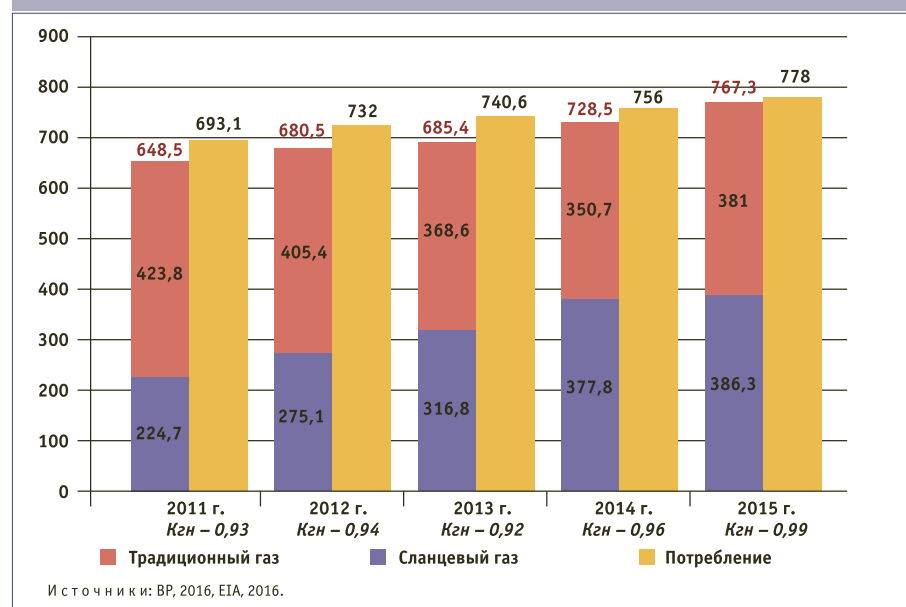


Табл. 1. Основные нефте- и газоперерабатывающие заводы США

Заводы	Количество	Мощность
Нефтеперерабатывающие, млн т/год, всего, в том числе	143	891,2
Flint Hills – Норт Пол, Аляска		10,8
Carson, Калифорния		12,6
El Segundo, Калифорния		13,4
Richmond, Калифорния		12,9
Wood River, Иллинойс		15,5
Whiting, Вайоминг		19,6
Lake Charles, Луизиана		22,0
Baton Rouge, Луизиана		25,1
Garyville, Луизиана		26,1
Pascagoula, Миссисипи		16,5
Philadelphia, Пенсильвания		16,5
Texas City, Техас		22,6
Baytown, Техас		28,0
Газоперерабатывающие, млрд м³/год, всего, в том числе	493	795,4
в штате Техас	163	203,9
в штате Луизиана	60	191,4
в штате Вайоминг	37	75,1
в штате Колорадо	44	39,1
в штате Оклахома	58	38,6

В 2003 г. начался резкий рост поставок СПГ в страну. Они достигли максимума в 2007 г. (20 млрд м³, или 15% от суммарного импорта). К 2013 г. эта доля сократилась до 3,3%. Такое снижение было обусловлено резким ростом добычи сланцевого газа. В связи с этим начался процесс перепрофилирования предприятий по приёму СПГ в экспортные терминалы.

В США лицензии на экспорт выдаёт Министерство энергетики США, а на строительство экспортных терминалов – Федеральная комиссия по регулированию энергетического рынка. Лицензии на экспорт уже получили семь проектов суммарной мощностью 96 млрд м³/год, в то время как Федеральная комиссия одобрила сооружение только двух терминалов, расположенных на побережье Мексиканского залива. Первый из них – Sabina Pass (оператор проекта – компания Cheniere Energy) – будет производить 28 млн т СПГ в год. Уже заключены контракты на поставку с первых четырёх линий суммарным объёмом 16 млн т в год. Предусматривается также строительство пятой и шестой линий.

Создание второго завода СПГ (Freeport LNG) начнётся в ближайшее время. Его проектная мощность – 16,2 млн т/год. В 2014 г. на поставку продукции этого предприятия подписаны долгосрочные контракты объёмом 5,35 млн т/год.

Следует отметить, что в Министерстве энергетики США находятся 35 заявок на долгосрочные поставки газа в стра-

ны, с которыми у США нет соглашений о свободной торговле. Согласно ежегодному обзору Американского агентства энергетической информации (Annual Energy Outlook, 2014), США в 2018 г. станут нетто-экспортёром природного газа. При этом к 2020 г. их экспортный потенциал составит 57 млрд м³, а к 2030 г. увеличится до 156 млрд м³. Доля сланцевого газа в общей добыче в стране к этому времени достигнет 49,2%.

Добыча нефти в Соединённых Штатах выйдет на максимальную отметку в 2020 г. Причём доля сланцевой нефти превысит 50%, а нетто-импорт сократится почти на 100 млн т по сравнению с 2013 г.

Таким образом, в ближайшие 15–20 лет основным драйвером в нефтегазодобыче станет освоение ресурсов сланцевых углеводородов, которое позволит стране стать независимой в газобеспечении и значительно сократить импортные потребности в нефти. Меньшим по значимости, но важным направлением поддержания уровня добычи УВС в стране останется освоение морских просторств и расширение их географии. Континентальные районы страны хорошо изучены, но в последнее десятилетие там не было сделано существенных открытий месторождений традиционных нефти и газа.

«СЛАНЦЕВЫЕ РЕВОЛЮЦИИ»

Начало промышленной добычи газа из сланцев относится к 1980 годам, когда на северо-востоке штата Техас стали бу-

рять неглубокие вертикальные скважины (150–750 м) и извлекать газ из сланцев каменноугольного возраста (формация Барнетт). Развитию этого направления способствовало принятие Закона «О налогообложении сверхприбыли от добычи нефти» (1980 г.), согласно 29-й статье которого производители газа из нетрадиционных источников получали льготу в размере 18 долларов за 1000 м³/год (статья отменена в 2002 г.).

Технологический прорыв в добыче сланцевого газа произошёл в 1991 г., когда на плее Барнетт компания Mitchell Energy and Development Corporation пробурила горизонтальную скважину с использованием многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП). В 1996 г. в США уже добывалось 8,5 млрд м³ сланцевого газа. С 2003 г. началась разведка сланцевых плеев в Оклахоме, Пенсильвании, Луизиане и других штатах. Резкий рост добычи был зафиксирован в 2008 г., когда она достигла 60 млрд м³. Именно этот год называют началом «газосланцевой революции».

История нефтяной «сланцевой революции» связана с освоением плеев Баккен, являющегося в настоящее время главным регионом добычи данного сырья в США. Ещё в 1951 г. здесь обнаружили нефть на участке земли, принадлежавшей фермеру из Северной Дакоты Генри Баккену. Однако её извлечение было связано с непреодолимыми тогда техническими проблемами. Стремительный рост производства сланцевой нефти из плеев Баккен начался в 2011 г., затем в разработку были введены и другие плеи (см. рис. 4).

В 2015 г. добыча сланцевой нефти в США составила 248 млн т (44% общего производства нефти в стране), а сланцевого газа – 386 млрд м³ (50,3%).

По прогнозу, подготовленному EIA в 2016 г. (International Energy Outlook, 2016), предполагается добывать в 2030 г. 327 млн т сланцевой нефти, в 2040 г. – 351 млн т, что будет обеспечивать соответственно 39% и 41% потребления жидких УВ в стране. Доля сланцевого газа в общем его потреблении в 2030 г. составит 80% (712 млрд м³), а в 2040 г. – 84% (820 млрд м³).

Средняя по стране стоимость бурения и обустройства скважины на сланцевые УВ составляет 5,8 млн долларов. В структуре затрат на бурение каждой скважины стоимость операций гидроразрыва пласта достигает 25–40%, при этом их количество изменяется от 8 до 32.

Рис. 4. Расположение сланцевых плеев в Северной Америке



Применение методов ГРП требует большого количества воды и пропантов¹, подаваемых под большим давлением в пласт. За один цикл ГРП в среднем используется 1100–1350 т воды и около 100 т пропантов. На долю последних приходится около 12% объёма, на различные добавки (для дезинфекции ствола, уменьшения трения, предотвращения коррозии и др.) – 0,2%. Остальной объём смеси, закачиваемой в пласт, составляет вода. При этом до 70% воды используется повторно.

Следует отметить ещё одну особенность добычи сланцевых углеводородов. Максимальное производство приходится на первый год эксплуатации. Затем оно резко снижается. Например, на основном плее Баккен дебиты нефти за первый год добычи упали на 70%, а за первые 5 лет – на 94%. На плее Барнетт эти показатели составили соответственно 61% и 85%.

Жизненный цикл скважин обычно составляет 10–12 лет, в некоторых случаях он достигает 20 лет и более. В связи с этим для поддержания текущих уровней добычи сланцевых углеводородов необходимо бурение новых скважин. Например, на плее Барнетт в 2014 г. потребовалось пробурить более 1500 скважин, на

Баккене – 820, на Игл Форд – 750 на нефть и 950 на газ.

Цена на нефть (WTI), обеспечивающая рентабельность добычи на сланцевых плеех в США, варьирует от 40 до 70 долл./барр. Большая их часть рентабельна при цене 60 долл./барр. (см. рис. 5).

Правовой основой разработки сланцевых УВ в США является комплекс законов, других законодательных актов, постановлений федерального уровня, а также органов управления отдельных штатов. Большинство из этих правил было разработано и принято ещё до начала масштабного освоения данных запасов. Они регулируют все стадии работ до полной рекультивации местности, вклю-

чая меры по защите окружающей среды и использованию воздушных, земельных и водных ресурсов. За пределами земель, находящихся в федеральной собственности, каждый штат несёт полную ответственность за регулирование всего комплекса работ с учётом местных особенностей климата, инфраструктуры, промышленного развития.

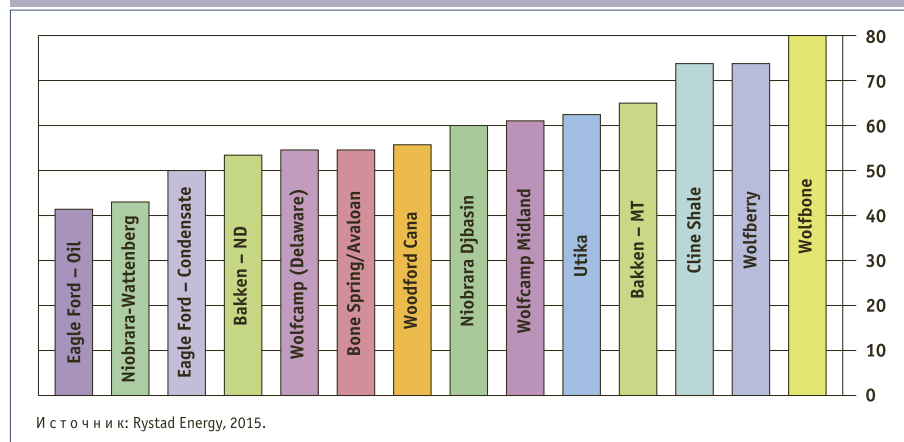
Законодательная база ориентирована на защиту окружающей среды, особенно в отношении возможного загрязнения поверхностных и подземных вод, возможных выбросов метана и иных органических компонентов в атмосферу. Основу этой базы составляют три федеральных закона – «О чистом воздухе» (US Clean Air Act, последняя редакция 1990 г.), «О чистой воде» (US Clean Water Act, 1987 г.) и «О безопасности питьевых вод» (US Safe Drinking Water Act, 1996 г.).

Регуляторы в области добычи сланцевых УВ (на уровне отдельных штатов и на общенациональном) стараются оперативно реагировать на бурно растущую добычу. На федеральном уровне лицензированием в этой сфере ведаёт Бюро по управлению землями (US Bureau of Land Management, BLM), владеющее правами на недра общей площадью 2833 тыс. км². Большая часть этих земель расположена в 7 западных штатах – Колорадо, Нью-Мексико, Монтана, Вайоминг, Аризона, Северная Дакота и Айдахо.

Ответственность за безопасность при добыче сланцевых УВ на федеральном уровне возложена на Управление по защите окружающей среды – US Environmental Protection Agency (EPA).

Первоначально, в XIX веке, права на земельный участок и на недра под ним в США были неразрывными. Позднее, в 1909 г., Конгресс эти права разделил. На

Рис. 3. Добыча и потребление газа в США в 2011–2015 гг.



¹ Натуральные или синтетические частицы песчаной размерности, которые не дают возможности захлопнуться трещинам после снятия давления.

уровне штатов политика выдачи лицензий на добычу сланцевых УВ противоречива. Регуляторы здесь носят различные названия. Например, в Техасе это Комиссия по железным дорогам (Texas Railroad Commission). Но функции у них весьма схожие. Так, власти штата Нью-Йорк наложили запрет на добычу сланцевых УВ до выяснения степени риска и масштабов возможного воздействия на окружающую среду. Сходная ситуация существует и в Калифорнии в отношении плеса Монтерей.

Другие штаты, например Техас, используют для добычи УВ из сланцев уже существующую систему правовых норм, созданную для изучения и освоения традиционных месторождений нефти и газа. В большинстве штатов действуют так называемые «единые права собственности» на поверхностный участок земли и на недра под ним. В ряде штатов (Техас, Оклахома, Нью-Мексико, Пенсильвания, Колорадо и Луизиана) применяются «разделённые права собственности» на поверхность и на недра.

В собственности частных лиц находятся права на недра на десятках тысяч участков. Многие нефтяные компании и иные коммерческие структуры стараются выкупить у частных владельцев их права. Особенно широко эта практика установилась для плеев Марцеллус и Ютика. На большинстве других плеев владельцы предпочитают получать длительное время роялти от добычи УВ, чем уступать свои права за разовое вознаграждение. Арендные договоры, как правило, заключаются на 3–5 лет и предоставляют права на недра только на период добычи сланцевых УВ (Held-by-production).

В настоящее время в США на суше действуют более 1 тыс. буровых установок. Общее число БУ, задействованных на трёх основных сланцевых плесах (Баккен, Игл Форд и в Пермском бассейне), – около 500. Причём 90% из них приспособлены для горизонтального бурения (в целом по миру этот показатель равен 10%). Производительность каждой буровой установки – 10–15 скважин в год. На 95% скважин осуществляется ГРП.

ПОТЕНЦИАЛ МОРСКИХ СЕКТОРОВ

Морская нефтегазодобыча в США играет важную роль в энергообеспечении. Её доля в производстве углеводородов в стране составляет 21% для нефти и 14% для газа. В ряде регионов, несмотря на значительность ресурсов, она запрещена по экологическим соображениям. Длительное время, начиная с 1982 г. и по

сентябрь 2008 г., действовал запрет Конгресса США на проведение геологоразведочных работ в ряде морских секторов США, находящихся под федеральной юрисдикцией. Президентские указы в январе 2007-го и в июле 2008-го сняли многие из этих ограничений и способствовали усилению поисково-разведочной активности в морских акваториях.

В марте 2010 г. администрация Президента США обнародовала стратегию изучения и освоения внешнего континентального шельфа страны. Документ предусматривает возможность снятия

легающие морские акватории в зоне шириной от 3 до 9 морских миль от берега. В том же году был издан Акт о землях внешнего континентального шельфа (Outer Continental Shelf Lands Act of 1953), согласно которому федеральное правительство получило право проводить лицензионные торги в пределах внешнего континентального шельфа (ВКШ) страны.

В **морском секторе Аляски** поисково-разведочные работы на нефть и газ велись с конца 1950-х – начала 1960 годов в пределах залива Кук Инлет. Бурение скважин было направлено как на выяв-



ограничений для Восточного сектора Мексиканского залива, а также после 2017 г. – для Средне-Атлантического и Южно-Атлантического секторов. Однако в декабре того же года были утверждены запретительные меры Конгресса США на работы в восточной части Мексиканского залива. Всего в зоне действия моратория оказались участки с суммарными ресурсами 2,6 млрд т нефти и 2,4 трлн м³ газа.

Начало бурения в акваториях США относится к 1947 г. Однако широкомасштабное проведение ГРП стало возможным только после 1950 г., когда был урегулирован конфликт между федеральным правительством и штатами Калифорния, Техас и Луизиана по поводу принадлежности прибрежных участков.

Важным шагом, давшим старт проведению геологоразведочных работ на море, стало издание президентом Д. Эйзенхауэром в 1953 г. Акта о прилегающих землях. Согласно этому документу, все прибрежные штаты получали права на при-

ление морских продолжений месторождений, расположенных на суше, так и на поиски скоплений углеводородов непосредственно в акватории залива. За сорокалетний период, вплоть до 2000 г., когда бурение практически прекратилось, в заливе было открыто 15 месторождений. Из них наиболее крупным является нефтяное Мидл-Граунд-Шоул, запасы которого по первоначальной оценке составляли 26 млн т.

В **районе Северного склона Аляски** наиболее интенсивные поисково-разведочные работы проводились с конца 1970-х до середины 1980 годов. С 1995 г. по настоящее время здесь были пробурены только 18 скважин. Большая часть работ сконцентрирована в районе гигантского нефтяного месторождения Прадхо Бэй в море Бофорта.

В **тихоокеанском морском секторе** США первая скважина была пробурена в 1892 г. в Калифорнии на подводном продолжении месторождения Саммерленд. Бурение проводилось со специаль-

но построенного на глубине 10 м пирса. Скважина оказалась продуктивной и добыча нефти началась в том же году и продолжалась затем более 25 лет. Около 90% всех скважин в этом секторе были пробурены до 1985 г. В последующие годы на проведение поисковых работ на нефть и газ был наложен мораторий. Обнаружение 19 месторождений произошло на раннем этапе работ, до 1970 г.

В **атлантическом морском секторе** США с 1947-го по 1984 г. были пробурены всего 54 скважины. В дальнейшем вступил в силу мораторий на бурение. Попытки отменить его, предпринятые в последние годы, не увенчались успехом. Месторождений открыто не было.

Самым важным районом морской нефтегазодобычи и геологоразведочных работ является **Мексиканский залив**. Его воды омывают берега пяти штатов – Техаса, Луизианы, Миссисипи (на бурение в водах этого штата действует мораторий) Алабамы и Флориды. В водах этого залива в настоящее время ведётся добыча углеводородного сырья с 5 тыс. платформ.

В 2010 г. Президент Обама объявил о планах снятия запрета на проведение геологоразведочных работ в акваториях, отстоящих от берегов Флориды и Алабамы на 201 км и более. Однако в апреле 2010 г. на скважине, принадлежащей компании BP (в 80 км от побережья штата Луизиана на месторождении Макондо), в результате аварии произошёл выброс большого количества нефти. В связи с этим был введён временный мораторий на проведение буровых работ в заливе, который действовал до конца ноября 2010 г.

В Мексиканском заливе поиски и разработка скоплений нефти и газа на глубинах моря более 300 м начались в конце 1970-х. В настоящее время нефть, добытая на этих глубинах, составляет 72% от общей нефтедобычи в заливе. Ещё 65 месторождений было выявлено на глубинах моря более 1500 м. Самое глубокое месторождение в заливе обнаружено при глубинах моря 3040 м.

В Мексиканском заливе открыли три гигантских нефтяных месторождения (Марс-Урса, Тандер Хос и Атлантис), входящих в десятку крупнейших в США, а также ряд других крупных объектов. Таким образом, основным районом нефтегазодобычи и проведения подавляющего объёма поисково-разведочных работ на нефть и газ в морских секторах США является Мексиканский залив. Здесь пробурено более 50 тыс. скважин различно-

го назначения, примерно 4 тыс. из них при глубинах моря более 300 м.

В целом же в результате проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в морских акваториях США открыто 661 нефтяное и газонефтяное месторождение, а также 819 газовых и газоконденсатных. Лидирует по количеству открытий Мексиканский залив (1442), по 19 месторождений выявлено в водах Аляски и тихоокеанского морского сектора.

Начальные потенциальные ресурсы (НПР) нефти и газа морских акваторий США составляют 18 млрд т и 17,4 трлн м³. Около двух третей этого потенциала (65,4% НПР нефти и 69,2% НПР газа) сосредоточено в Мексиканском заливе. Богаты углеводородными ресурсами и морские сектора Аляски, на долю которых приходится по 22% НПР нефти и газа морских участков. Доля Атлантического сектора составляет по нефти всего 2,5%, а по газу – 5,2%. Тихоокеанский сектор содержат соответственно 9,8% и 3,1%.

Прогнозные (ещё не открытые) ресурсы в морских секторах США составляют 12,2 млрд т нефти и 11,6 трлн м³ газа. Более половины из них приходится на Мексиканский залив. Второе место принадлежит акваториям Аляски. Существенно ниже эти ресурсы в Атлантическом и Тихоокеанском секторах.

Текущие запасы углеводородов на континентальном шельфе США распределены географически так же, как и добыча: 85,6% нефти и 94,8% природного газа находятся в недрах Мексиканского залива, первые проценты – в месторождениях у западного побережья США, а доли процента – у берегов Аляски.

Следует отметить, что США не подписали и не ратифицировали Конвенцию ООН по морскому праву (1982 г.). Однако в 1983 г. Президент Рональд Рейган провозгласил установление Исключительной экономической зоны (ИЭЗ) Соединённых Штатов, охватывающей почти 13 млн км². Границы ИЭЗ проведены по формальному признаку на удалении 200 морских миль (370,4 км) от базовой линии на суше. В ряде случаев она накладывается на аналогичные зоны соседних государств, что требует заключения двусторонних соглашений. В Мексиканском заливе у США имеются разногласия с Мексикой, а также с Кубой по поводу принадлежности двух участков. Площадь первого составляет 17,5 тыс. км², а второго – примерно 20 тыс. км².

После принятия в 1982 г. Конгрессом США Акта, регулирующего на федераль-

ном уровне сбор роялти с добычи нефти и газа (Federal Oil and Gas Royalty Management Act), министр внутренних дел создал Службу по управлению полезными ископаемыми (Minerals Management Service – MMS). Это правительственное агентство регулирует и контролирует процессы лицензирования и ведения работ на нефть и газ в зоне ВКШ.

В 2010 г. это агентство было переименовано в Бюро по управлению, регулированию и реализации законодательства в области энергетических ресурсов океана (Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement, BOE или BOEMRE). Оно отвечает за бурение на глубоководье и использование ветровой энергии. Создано также Бюро по управлению энергетическими ресурсами океана (Bureau of Ocean Energy Management, BOEM), которое осуществляет лицензирование в зоне ВКШ и несёт ответственность за проведение там добычных работ на все виды полезных ископаемых.

ВОЕМ выдаёт все типы лицензий (от поисковых до добычных) и разрабатывает пятилетние программы лицензионных раундов в морских секторах. Действующая программа на 2012–2017 гг. предусматривает проведение аукционов в Мексиканском заливе (12 раундов), а также по одному (начиная с 2016 г.) в акваториях Северного склона Аляски и заливе Кук-Инлет.

В целом разведанность ресурсов нефти в пределах морских секторов США составляет 32,3%, а газа – 33,4%. Наиболее высок этот показатель в Мексиканском заливе. В Атлантическом секторе он имеет нулевое значение, на Аляске – 9,6% по нефти и 2,7% по газу, а в Тихоокеанском секторе – 21,1% и 15,2% соответственно. Наибольшая разведанность ресурсов УВ – в акватории залива Кук-Инлет, где она достигает 66,9% по нефти и 58,5% по газу, а также в Западном и Центральном районах Мексиканского залива – соответственно 51,6% и 42,9% по нефти, 33,7% и 53,8% по газу.

Таким образом, нефтегазовый комплекс США располагает значительным ресурсным потенциалом как традиционных, так и нетрадиционных источников углеводородного сырья. Основной драйвер увеличения добычи нефти и газа в ближайшие 20–25 лет – это освоение сланцевых углеводородов, доля которых в общем производстве будет лишь расти. ■



ВОСЬМАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
**ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ
ГАЗ 2017**

21 МАРТА
ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ», МОСКВА

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

**РЫНОК БУНКЕРОВКИ.
СПГ КАК АЛЬТЕРНАТИВА 2017**

24 МАРТА
ОТЕЛЬ «КЕМПИНСКИ МОЙКА 22», САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

ДЕВЯТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА 2017

11 АПРЕЛЯ
ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ», МОСКВА

РЕКЛАМА

ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ИНФОРМАЦИЮ О ПРЕДСТОЯЩИХ КОНФЕРЕНЦИЯХ ВЫ МОЖЕТЕ ПОЛУЧИТЬ
В ОРГКОМИТЕТЕ ПО ТЕЛ.: +7 (495) 276-77-88 ИЛИ E-MAIL: ORG@CREONENERGY.RU

Чтобы трубы не подвели

Для нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан разработана усовершенствованная сталь для литых корпусов задвижек и технология автоматической приварки днищ и катушек



Илья ЛУЖАНСКИЙ,
доктор технических наук
(АО «НПО «ЦНИИТМАШ»»)*

Развитие трубопроводной инфраструктуры в северных и восточных регионах РФ и ужесточение режимов её эксплуатации повышают требования к хладостойким литым сталям.

К сталям литых корпусных деталей трубопроводной арматуры, кроме высокой хладостойкости¹, предъявляются требования повышенной прочности² и хорошей свариваемости³. Эти характеристики должны обеспечить надёжность трубопроводной арматуры при длительной эксплуатации в условиях высоких статических и динамических нагрузок при температуре до –60 °С.

Достижение таких высоких показателей существенно усложняется тем, что они должны быть получены на литом металле. Для обычно применяемой стали 20ГМЛ⁴ значение KCV указано только для –40 °С и не превышает 20 Дж/см².

Учитывая, что основное требование к стали для трубопроводной арматуры, эксплуатируемой в условиях климатического холода, – повышенная прочность⁵, именно этот критерий был принят как основной при разработке новой марки стали.

Разработки новой марки стали стали перед собой следующие задачи:

- оптимизировать химический состав стали 10ГМЛ, а также технологию выплавки и термической обработки низколегированной стали повышенной прочностью, отвечающей требованиям ОТТ-08.00-60.30.00-КТН-021-05 «Арматура запорная на номинальное давление до PN 150»;
- разработать технологию сварки корпусных деталей и приварки переходных колец;
- аттестовать новую сталь и сварочные материалы.

Экспериментальные плавки провели в 6-тонных электродуговых печах с кислой футеровкой. В качестве модификаторов применили силикокальций СК15 (ГОСТ 4762-71) и мишметалл МЦ-50 (ТУ 48-4-280-01), содержащий 60% Се и 3% La.

Осуществили 6 серий экспериментальных плавков (87 вариантов) по группам легирования основных элементов. При этом определяли $\sigma_{0,2}$, σ_B , δ , φ , и KCV^{-60°C} после термической обработки: нормализация при температуре 900–920 °С, отпуск при температуре 600–650 °С, охлаждение на воздухе. Во втором варианте термообработки вместо нормализации применили закалку в воде. Для типичных представителей каждой группы легирования провели металлографический анализ до и после термической обработки по двум принятым режимам.

Поскольку уровень легирования усовершенствованной стали был жёстко ограничен требованиями обеспечения $C_{экр} < 0,430$, в качестве базовой приняли сталь 20ГМЛ⁶. В опытных плавках варьировали (по группам легирования) углерод, кремний и марганец. Оценили влияние дополнительного легирования никелем (до 0,8%) и алюминием (до 0,1%).

Анализ состава и свойств перспективных низколегированных сталей⁷ под-

* Статья подготовлена автором в творческом содружестве со специалистами АО «Тяжпромарматура» и АО «НПО «ЦНИИТМАШ»».

¹ KCV^{-60°C} > 24,5 Дж/см²

² $\sigma_B > 480$ МПа и $\sigma_{0,2} > 300$ МПа

³ ОТТ-75.180.00-КТН273-06 «Задвижки шибберные для магистральных нефтепроводов»

⁴ Ст ЦКБА 014-204

⁵ При KCV^{-60°C} > 24,5 Дж/см² и $C_{экр} < 0,430$

⁶ СТ ЦКТА 014-2004. Арматура трубопроводная. Отливки стальные. Общие технические требования

⁷ Стандарты ASTM и каталог новой металлопродукции ОАО «Северсталь».

Табл. 1. Химический состав и свойства опытных плавок усовершенствованной стали 20ГМЛ

Варьируемый элемент	Механические характеристики					
		σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	φ , %	KCV -60° , Дж/см ²
C	0,03	277,0	470,0	33,0	64,0	31,0
	0,10	310,0	511,7	31,0	61,3	32,4
	0,17	352,1	562,0	35,2	69,0	11,4
Si	0,25	294,0	481,0	29,0	59,0	29,3
	0,42	330,3	552,5	31,0	63,1	25,1
	0,58	316,0	560,0	37,0	65,0	19,0
Mn	0,92	353,0	517,1	34,4	61,0	27,2
	1,41	383,5	532,0	38,0	59,2	25,1
	1,94	396,3	546,6	35,3	65,0	17,1
Ni	0,05	341,0	572,0	32,4	58,0	22,1
	0,25	367,7	580,2	34,0	57,6	24,8
	0,41	382,0	571,0	31,8	52,2	41,2
Si ^{*)}	0,50	311,8	551,2	31,0	61,3	11,0
Mn	0,35	294,0	481,0	35,4	62,5	21,3
	0,25	316,6	472,3	35,1	64,4	38,4
Si ^{**)}	0,50	351,0	586,7	30,3	69,1	16,1
Mn	0,35	363,1	571,2	33,8	68,7	24,2
	0,25	380,5	480,4	34,1	66,3	44,6

*) Ni = 0,07–0,09%.

**) Ni = 0,34–0,40%.

Базовый состав, %: C – 0,08%; Si – 0,40%; Mn – 1,15%; Ni – 0,05%.

Табл. 2. Коэффициенты корреляции и детерминации, элемент KCV -60° усовершенствованной стали 20ГМЛ

Коррелируемые параметры	Расчётный коэффициент корреляции	Расчётный коэффициент детерминации, %	Табличное значение (предельное) коэффициента корреляции для доверительного интервала	
			0,95	0,9
C-KCV	–0,396	15,6	0,1994	0,1678
Si-KCV	–0,181	3,3		
Mn-KCV	–0,086	0,7		
Cr-KCV	–0,052	0,3		
Ni-KCV	0,381	14,5		
P-KCV	–0,242	5,8		
S-KCV	–0,007	0,5		
Mo-KCV	–0,170	2,9		
Al-KCV	–0,234	5,5		

твердил правильность построения плана эксперимента.

Исследование показало, что увеличение содержания углерода до 0,17% (см. табл. 1 и 2) резко снижает значения KCV -60°C . Это объясняют результаты металлографического анализа: увеличивается доля перлитной составляющей, цементитные включения которой препятствуют пластическому течению металла при низких температурах.

Решая задачу повышения прочности наряду с увеличением пластичности и KCV -60°C , повышения прокаливаемости за счёт марганца, определили влияние соотношения Si/Mn на механические свойства стали. При соотношении Si/Mn = 0,25 и Ni = 0,34–0,40% сталь сочетает повышенные значения прочности с вы-

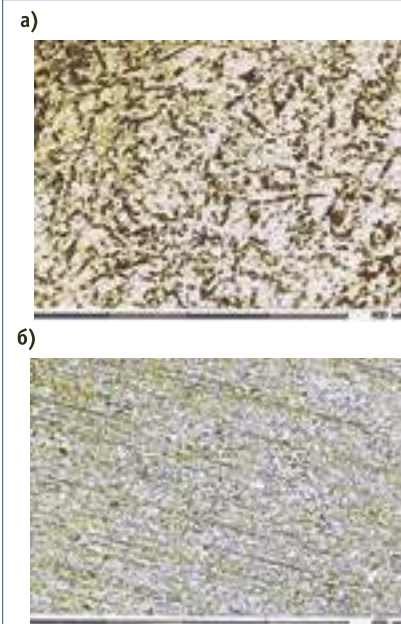
сокими значениями KCV -60°C . Это можно объяснить оптимизацией их влияния на кинетику $\gamma \rightarrow \alpha$ -превращения.

Легирование никелем (начиная с 0,25%) стабилизирует значения KCV -60°C , что подтверждает общепринятое мнение о его главенствующем влиянии на ударную вязкость низколегированных сталей при отрицательных температурах.

Табл. 3. Механические свойства сварных соединений 20ГМЛУ + 10ХСНД, выполненных АФ: Св-10НМА+АН-43

Испытания по ГОСТ 6996-66					
KCV -60° , Дж/см ²			σ_B , МПа	α , °	HRC ₃
сварной шов	зона сплавления: шов+10ГМЛ	зона сплавления: шов+10ХСНД			
167,6	170,2	166,1	490	120	< 22

Рис. 1. Микроструктура стали 20ГМЛ (а) и стали 20ГМЛУ (б)



Существенное влияние на измельчение структуры оказывает также микролегирование стали кальцием и церием. Последний, как показали опытные плавки, активнее усваивается после раскисления плавки алюминием.

На рис. 1 показано влияние легирования и технологии выплавки на структуру стали типа 20ГМЛ. Свойства, полученные на таком мелкозернистом металле, коррелируют с выводом Ю. П. Солнцева [1] о том, что значительным измельчением зерна можно «перекрыть» эффект охрупчивания, сопровождающий другие механизмы упрочнения, и достичь повышения прочности без снижения пластичности. На крупнозернистость как причину снижения ударной вязкости также указывает В. А. Дурынин [2].

На усовершенствованную сталь 20ГМЛ разработано ТУ 0870-001-05785572-2007 «Отливки для деталей холодного климатического исполнения». Сталь защищена патентом 2340698 и успешно выплавляется в АО «Тяжпромартматура».

щиной 25 мм, которое определяется из выражения:

$$K_{JC(\text{med})} = (K_0 - 20) [\ln 2]^{1/4} + 20$$

Следует отметить, что этот стандарт предполагает также так называемый многотемпературный подход к определению величины T_0 . При его использовании, имея данные по статической трещиностойкости, полученные при испытании образцов при различных температурах можно определить температуру T_0 по следующему выражению:

$$\frac{K_{JC(i)} \exp[0,019(T - T_0)]}{\sqrt{1 + 77 \exp[0,019(T - T_0)]}} = \frac{K_{JC(\text{med})} \exp[0,019(T - T_0)]}{\sqrt{1 + 77 \exp[0,019(T - T_0)]}}$$

здесь $K_{JC(i)}$ — вязкость разрушения, определённая при испытании i -образца при температуре T_i .

Испытания стали 20ГМЛУ проводили на образцах СТ-1Т с предварительно выращенной усталостной трещиной.

Разрушение образцов, испытанных при $T = -90^\circ\text{C}$ происходило на линейном участке диаграммы нагрузка-смещение. При более высоких температурах наблюдалась пластическая деформация.

По результатам выполненных испытаний с использованием многотемпературного подхода установлена величина $T_0 = -123^\circ\text{C}$. Построена мастер-кривая, соответствующая вероятности разрушения 50%, а также кривые 5% и 95%, которые приведены на рис. 5.

Для вероятностей разрушения 50%, 5% и 95% уравнение мастер-кривой имеет соответственно вид:

$$\begin{aligned} K_{JC(\text{med})}(T) &= 30 + 70 \exp(0,019(T)); \\ K_{OC05}(T) &= 25,2 + 36,6 \exp(0,019(T)); \\ K_{JC95}(T) &= 34,5 + 101,3 \exp(0,019(T)). \end{aligned}$$

Испытания на вязкость разрушения показали, что только при температуре -90°C наблюдается хрупкий характер разрушения (диаграммы разрушения имеют линейный вид). При более высоких температурах происходит разрушение с пластической деформацией. Обработка результатов по вязкости разрушения позволила определить величины K_{JC} на достаточно высоком уровне — более $200 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$ в диапазоне температур от -40 до -80°C . А при -90°C величины K_{JC} находятся на уровне в среднем более $70 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$.

Повышенный разброс характеристик вязкости разрушения на рис. 5 можно объяснить неоднородностью свойств металла задвижки (впрочем, не затрагивающей точности методологии построения мастер кривой) [3].

Рис. 5. Мастер-кривая и экспериментальные данные по вязкости разрушения стали 20ГМЛУ

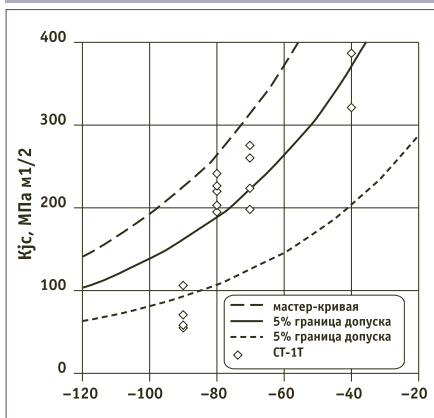
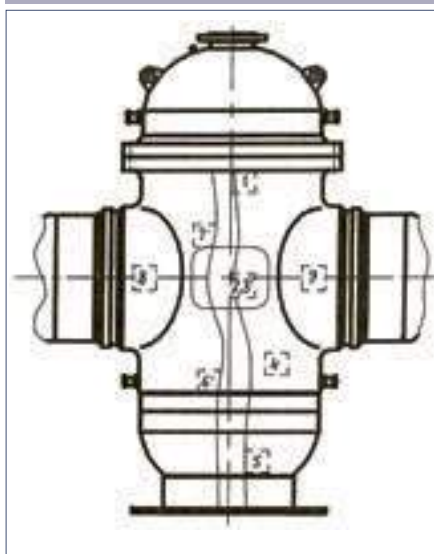


Рис. 6. Изломы компактных образцов. Температура испытаний (слева направо) -40 и -80°C



Рис. 7. Схема вырезки образцов из шиберной задвижки



Значения предела текучести находятся в интервале 334–394 МПа, временного сопротивления 514–530 МПа, относительного удлинения 28–31%, сужения 63–69%. Температура хрупко-вязкого перехода $T_{KO} = -40^\circ\text{C}$. Параметр мастер кривой $T_0 = -123^\circ\text{C}$ (температура, соответствующая вязкости разрушения $100 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{0,5}$ для вероятности 50%).

Металлографический анализ, несмотря на тщательно выверенную технологию, показал наличие в металле неметаллических включений. Особую опасность представляют сульфиды, что соответствует исследованиям [4,5]. Опасно, что в присутствии включений дислокации, движущиеся в плоскостях скольжения, блокируются поверхностью раздела. В этих условиях хрупкие неметаллические включения, атакованные серией незавершённых сдвигов или двойников, способны разрушиться и трещина может перейти в матрицу.

По результатам металлографического анализа усилили контроль за операциями раскисления и десульфурации при выплавке стали.

Кроме того, в результате исследований установлена необходимость изготавливать образцы литого металла в соответствии с ПНАЭ Г-7-025-90. Они, в отличие от «пальцевых» по ГОСТ 1497 и 9454, реально имитируют условия кристаллизации и термообработки корпуса арматуры.

Наши выводы о важности проведения испытаний на сопротивление хрупкому разрушению арматуры коррелируют с результатами работы [6].

Литература

1. Солнцев Ю. П. Литейные хладостойкие стали: М.: Металлургия, 1991. — 275 с.
2. Дурынин В. А. Основные положения современной технологии производства крупных слитков, обеспечивающие повышение ресурса и конкурентоспособности изделий ответственного назначения: Дисс. на соискание докт. техн. наук. — СПб. — 2007.
3. Григорович В. К. Электронное строение и термодинамика сплавов железа. М.: Наука, 1970. — 275 с.
4. Ван Флек. Теоретическое и прикладное материаловедение, М. — 1975. — 199 с.
5. Келлиа, Гровс. Г. Кристаллография и дефекты в кристаллах. — М.: Мир, 1974. — 485 с.
6. Семёнова Е. С. Методы и объём контроля трубопроводной арматуры опасных производственных объектов: Техническое регулирование. — 2010. — С. 22–25.

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



16 марта
2017

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

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

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования



23 мая
2017

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

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

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



12 сентября
2017

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

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

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



17 октября
2017

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

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

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



7 декабря
2017

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

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

- OIL-GAS.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

Гражданский подвиг геолога Тихоновича

К 145-й годовщине со дня рождения выдающегося русского геолога-нефтяника

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

В начале 1940 г. великий русский учёный, академик Владимир Вернадский записал в своём дневнике: «Судьба Тихоновича, как и судьба тысяч, если не сотен тысяч людей, – это общее явление, создающее неудобство жизни в нашей стране, одно из проявлений гниения государственного аппарата... Мой старый ученик девять лет провёл на каторжной работе в Печорских лагерях». Эти слова относились к талантливому геологу-нефтянику Николаю Тихоновичу (1872-1952), плодотворная деятельность которого, несмотря на тяжелейшие жизненные испытания, стала подлинным гражданским подвигом во славу отечественной геологической науки.

ХАРЬКОВСКИЙ ПРОЛОГ

Николай Николаевич Тихонович родился 20 (8) января 1872 г. в Харькове в семье земского врача. В 1891 г. он успешно окончил 1-ю Харьковскую гимназию и поступил на первый курс физико-математического факультета Харьковского университета.

История этого одного из старейших высших учебных заведений Российской империи, созданного в 1804 г., неразрывно связана с плодотворной деятельностью известных учёных, корифеев русской науки – математиков А. М. Ляпунова, В. А. Стеклова, М. В. Остроградского, физика Д. А. Рожанского, химика В. Ф. Тимофеева, биохимика А. Я. Данилевского, биолога И. И. Мечникова, историка Н. И. Костомарова, филолога И. И. Срезневского и многих других.

Почётными членами и докторами университета в разные времена были избраны выдающиеся деятели науки и культуры разных стран: поэт И. Гёте, естество-



Харьковский университет



Николай Тихонович (начало XX века)

испытатель А. Гумбольдт, писатель Л. Н. Толстой, путешественник П. П. Семёнов-Тян-Шанский и другие. Два лауреата Нобелевской премии – биолог И. И. Мечников и физик Л. Д. Ландау – получили высшее образование в его стенах. Имена целого ряда выпускников университета увековечены в названиях математических и физических законов и формул, а также географических объектов, растений и минералов.

Ректором университета в то время был профессор Михаил Алексеенко (1848-1917), известный специалист в области финансового права, впоследствии член III Государственной Думы, Председатель думской бюджетной комиссии.

И именно на естественном отделении физико-математического факультета университета зародилось стремление студента Тихоновича к научному познанию природы и её полезных ископаемых. Он с большой настойчивостью овладевал естественными науками, отдавая пред-



Харьков в конце XIX века

почтение геологии. Большое влияние на него оказал приват-доцент Порфирий Пятницкий (1859-1940), который был выпускником Харьковского университета 1886 г., после чего его оставили ассистентом при кафедре геологии, а затем, после защиты магистерской диссертации в 1890 г., командировали за границу на два года «для усовершенствования в науках и подготовки к профессорскому званию». Летом того же года Порфирий Пятницкий оказался в Париже и во время посещения Всемирной выставки познакомился с Владимиром Вернадским. Тот по просьбе профессора Василия Докучаева выполнял обязанности «представителя» почвоведческой экспозиции Русского отдела. Это знакомство впоследствии получило дальнейшее товарищеское и научное продолжение. В архиве Российской академии наук, в фонде академика В. И. Вернадского, хранится целый ряд писем из их переписки.

После возвращения на родину, наряду с лекционной деятельностью в Харьковском университете, Порфирий Пятницкий провёл обстоятельные исследования кристаллических сланцев и руд. Это имело большое значение для изучения Криворожского железорудного бассейна. Он также исследовал докембрийские породы Малороссии. К отдельным геологиче-

ским работам по исследованию кристаллических сланцев он привлёк и студента Тихоновича. И постепенно у того возникло серьёзное увлечение минералогией: он начал собирать различные местные минералы, изучать их, пытаться выращивать кристаллы в лабораторных условиях. Однако достаточных условий для серьёзных занятий минералогией в Харьковском университете не было. Попытки приват-доцента Пятницкого создать Минералогический кабинет неизменно получали отказ ректора университета «ввиду отсутствия свободных помещений».

ПОД НАЧАЛОМ ПРОФЕССОРА ВЕРНАДСКОГО

Весной 1896 г. с дипломом 1-й степени и степенью кандидата естественных наук Николай Тихонович окончил полный курс Харьковского университета. Научное направление начинающего геолога уже вырисовывалось, но впереди было ещё немало препятствий: в Харькове не было необходимых условий для осуществления задуманных им минералогических исследований.

24 апреля 1896 г. Николай Тихонович пишет письмо преподавателю Московского университета Владимиру Вернадскому (1863-1945): «Многоуважаемый профессор! Окончив в этом году курс в

университете, я хотел бы заняться специально минералогией и петрографией. Но в виду того что в минералогический кабинет нашего университета нет никому доступа, а также вследствие неопределённого положения моего руководителя – Порфирия Петровича Пятницкого, – не имеющего удобного помещения даже для собственных работ, я по его совету, решил обратиться к Вам с просьбой разрешить мне с осени текущего года работать под Вашим руководством в Минералогическом кабинете Московского университета для подробного ознакомления с методами науки и изучения описательной минералогии, а также для окончания начатой мной в прошлом году работы, о зеленокаменных породах¹ кристаллической толщи. Ответить прошу по следующему адресу: Харьков, Сумская ул., д. 86., кв. 24. Николаю Николаевичу Тихоновичу».

Здесь необходимо отметить, что Владимир Вернадский с ноября 1890 г. занимал должность приват-доцента на кафедре минералогии и кристаллографии в Московском университете. Первая рабо-

¹ Общее название – «зеленокаменные породы» – обусловлено их специфической окраской в результате содержания в большом количестве зелёного цвета магматических минералов, таких как хлорит и амфибол.

та молодого учёного «Краткий курс минералогии», изданная в Москве в 1891 г., уже привлекла внимание своей новизной и основательностью взглядов. Получив в наследство Минералогический кабинет в «совершенном упадке и расстройстве», он в короткое время сумел создать образцовое учебно-научное подразделение, о котором заговорили с уважением в университетском сообществе.

Просьба Тихоновича не осталось без внимания Владимира Вернадского, давшего в ответном письме своё согласие. В пользу этого сыграли два обстоятельства – рекомендация приват-доцента Порфирия Пятницкого и новизна темы научной работы Тихоновича, в перспективе сулящая практическое применение при разведке медно-колчеданных месторождений.

Осенью 1896 г. Николай Тихонович приехал в Москву и сразу направился в университет для встречи с Владимиром Вернадским. И уже вначале их знакомства выяснилось, что в разное время они оба учились в одной и той же 1-й Харьковской гимназии.

Первое знакомство с Минералогическим кабинетом Московского университета впечатлило Николая Тихоновича. Здесь был представлен целый ряд коллекций. При этом только в основной коллекции насчитывалось более 9 тыс. экземпляров минералов, расставленных по определённой системе и в географическом порядке. Собрание включало интрузивные, метаморфические и осадочные горные породы со всех континентов планеты, основные типы руд металлических и неметаллических полезных ископаемых многих месторождений мира. Кроме того, уже началось формирование коллекции метеоритов.

При общении со своими студентами Владимир Вернадский всегда защищал свободу научной мысли, стремясь пробудить у них желание самостоятельного научного поиска. В 1897 г. по его поручению Николай Тихонович отправился в экспедицию в Поволжье для сбора геологических материалов, необходимых для иллюстрации курса физической географии профессора Андрея Краснова из Харьковского университета. Выполнив это задание, он сумел привезти определённое количество новых образцов и для коллекции Минералогического кабинета Московского университета.

В следующем году Николай Тихонович по рекомендации Вернадского был включён в состав экспедиции Министер-



Московский университет (начало XX века)

ства земледелия и государственных имуществ, выполнявшей гидрогеологические исследования в Семипалатинской и Тургайской областях Туркестанского края. Цель экспедиции – это выяснение условий водоснабжения участков земли, отводимых для семей переселенцев.

ПЕРВОЕ ЗНАКОМСТВО С НЕФТЯНОЙ УХТОЙ

В начале 1900 г. Николай Тихонович получил предложение занять вакантную должность геолога в Технической конторе «Московского Товарищества повсеместного артезианского водоснабжения, орошения и осушки Б. И. фон Вангеля». Рекомендовал его кандидатуру руководству фирмы выпускник Московского университета 1890 г. Алексей Иванов (1865-1933), ранее там работавший и к тому же хороший знакомый профессора Вернадского. Немаловажным фактором было и то, что Николай Тихонович уже имел определённый опыт проведения гидрогеологических исследований.

Устав этого паевого товарищества утверждён 3 мая 1893 г., а учредителем стал австрийский подданный Бела фон Вангель. В течение нескольких последующих лет специалисты компании осуществляли в России целый ряд проектов по артезианскому водоснабжению. Только в Москве и её окрестностях для различных компаний и индивидуальных потребителей было пробурено более сотни артезианских скважин. Здание технической конторы фирмы располагалось в Москве на Покровской улице в доме № 84.

Во время Всероссийской выставки 1896 г. в Нижнем Новгороде свои трёхлетние достижения Товарищество де-

монстрировало в собственном отдельном павильоне в виде большой буровой вышки. Решением жюри оно было удостоено серебряной медали «За успешную деятельность по устройству водяных буровых колодцев». В 1897 г. обширный проект по городскому артезианскому водоснабжению реализован в Коломне, затем специалисты фирмы построили протяжённый Аккерманский водопровод в Бессарабской губернии.

Первым заданием Николая Тихоновича как геолога стало редактирование и подготовка к печати брошюры «Ухтинская нефть по разведочным работам», которую фон Вангель хотел предъявить общему собранию пайщиков Товарищества в качестве доказательства правильности действий по разведочному бурению на нефть в Ухтинском районе.

Разнообразные сведения по этому вопросу были ранее подготовлены уже упомянутым Алексеем Ивановым, неоднократно посещавшим Печорский край и непосредственно руководившим бурением разведочных скважин в районе реки Ухты. Однако их надо было систематизировать, а затем сделать обоснованные выводы. Внимательно изучив содержание буровых журналов и всех отчётов, Николай Тихонович свёл разрозненные геологические данные в 21 таблицу, характеризующую последовательность разведочных работ и их результаты.

В текст брошюры он также включил результаты анализа образцов ухтинской нефти, проведенные в химической лаборатории Московского университета. Его заключение было следующим: «По удельному весу ухтинская нефть подходит к средним сортам кавказской нефти... По

выходу осветительного материала исследуемая нефть не уступает нефти большинства кавказских источников».

Дав описание хода разведочных работ, Николай Тихонович сделал ряд важных выводов: «Очевидно, что коренной нефтеносный пласт, который должен быть достаточно пористым, залегает ниже пройденных пластов и, по всей вероятности, весьма глубоко, как это показали многочисленные буровые скважины, которые были заложены в разных местах Ухтинской нефтеносной площади... На основании всего вышеизложенного мы вправе заключить, что нефтеносность бассейна р. Ухты несомненна и что коренных залежей нефти здесь следует искать в более глубоких мощных пластах слюдястых и известковистых песчаниках, лежащих на глубине 100 саженей и более».

По вполне понятным причинам в качестве автора на титульном листе брошюры «Ухтинская нефть по разведочным работам» значится фон Вангель. Несомненно, его перу принадлежит и заключительный оптимистический абзац, призванный успокоить пайщиков Товарищества: «Не вдаваясь, однако, в дальнейшие подробности экономических расчётов, без преувеличения можно сказать, что ухтинской нефти нетрудно будет завоевать себе широкие районы сбыта как в России, так и за границей, причём в Северной Европе она должна играть такую же роль, как бакинская нефть в Южной».

Летом 1901 г. Николай Тихонович посетил Ухту, обследовал разведочные участки и сделал вывод о необходимости дальнейшего расширения фронта буровых разведочных работ на нефть. Однако вскоре из-за возникших финансовых проблем Бела фон Вангель решил свернуть дорогостоящее бурение в Печорском крае и окончательно сосредоточиться на основной деятельности фирмы – артезианском водоснабжении.

НА ПЕРВОМ ВСЕРОССИЙСКОМ СЪЕЗДЕ ГЕОЛОГОВ

С 9 по 16 февраля 1903 г. Николай Тихонович был в числе участников Первого Всероссийского съезда деятелей по практической геологии и разведочному делу, проходившего в Санкт-Петербурге. Председателем Организационного комитета являлся академик Александр Карпинский (1847-1936), директор Геологического комитета, а секретарём – горный инженер Сигизмунд Войслав (1850-1904). В работе съезда приняли участие

признанные авторитеты отечественной геологической науки, специалисты горного дела со всех губерний России.

Николай Тихонович присутствовал на заседаниях секции «Прикладная геология», руководителем которой был академик Феодосий Чернышёв (1856-1914). Его внимание привлекли доклады старшего геолога Геолкома Сергея Никитина «О необходимости и форме регистрации проводимых в России буровых скважин»; доктора геологии Николая Соколова «Исследование нефтеносных площадей Кавказа, предпринятое Геологическим комитетом».

Однако наибольшее впечатление на него произвёл доклад «Геология в применении к нефтяному делу», с которым выступил горный инженер Евгений Юш-



Здание Геолкома в Санкт-Петербурге

кин. В этом докладе было отмечено низкое состояние геологического дела на российских промыслах: «В подавляющем же большинстве случаев промышленники, не осознавая важности предмета, оставляют на добрую волю управляющих промыслами заниматься или нет геологией... Многие из таких управляющих далеки от понимания геологии, обращая внимание исключительно на технику бурения, упорно отрицая значение геологии».

И поэтому так важна профессиональная работа геолога на промысле: «Участие геолога в промысловом деле добычи нефти нужно от начала до конца, то есть от поисков нефтяных месторождений до полного истощения участка».

Завершая своё выступление, докладчик призвал незамедлительно осуществить «программу детальных реформ в деле прикладной геологии применительно к нефтяным месторождениям». Смелый и конструктивный доклад горного инженера Юшкина завершился под аплодисменты участников съезда, тем самым найдя отклик и поддержку геологического сообщества.

Первый съезд российских разведчиков недр наметил магистральные направления дальнейшего развития отечественного горного дела. Участие в нём дало Николаю Тихоновичу много полезного для дальнейшего профессионального роста. А его активность в обсуждении ряда докладов не осталась незамеченной руководством Геологического комитета, что вскоре привело к очередному повороту в судьбе молодого геолога.

В ШТАТЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КОМИТЕТА

Создание в 1882 г. Геологического комитета и его последующая плодотворная деятельность были адекватным ответом на вызов эпохи «Великих реформ». По сути, это ведомство выполняло социально-экономический заказ государства по выявлению, изучению и практическому применению богатств российских недр для общественного блага. Сотрудники Геолкома составили обзорную геологическую карту Европейской России, детальные карты Донецкого бассейна, Криворожского рудного района, целого ряда железорудных, золотonosных и платиноносных районов Урала. Были начаты геологические исследования по линии Транссибирской железной дороги, а также в нефтеносных районах Апшеронского полуострова, Северного Кавказа и Средней Азии.

Авторитет Геологического комитета в научном и горном сообществах был высок, и работа в его структуре считалась очень престижной. Да и материальная сторона соответствовала этому. Так, старший геолог Геологического комитета получал 3 тыс. рублей в год, в том числе 1500 рублей жалованья, 750 рублей «столовых» и 750 рублей «квартирных». Зарплата младшего геолога составляла 1 тыс. 500 рублей в год.

Поэтому весной 1904 г. Николай Тихонович, не раздумывая, принял предложение директора Геолкома, академика Феодосия Чернышёва и приступил к выполнению обязанностей младшего геолога. Поскольку у него была степень кандидата естественных наук, то при поступлении на государственную службу он получил гражданский чин 11 класса – «коллежский секретарь».

Вскоре его направили в составе экспедиции в Туркестанский край, где под руководством старшего геолога, члена-корреспондента Петербургской академии наук Сергея Никитина (1851-1909) несколько лет он занимался геологическими



Сотрудники Геолкома в 1907 г. Во втором ряду шестой справа – Н. Тихонович

ми исследованиями на южном отроге Уральских гор, в горной системе Мугоджары. Его плодотворная работа получила высокую оценку руководства Геолкома, и в 1907 г. он был направлен в годичную командировку «для научных занятий» в Женевский университет. Обстоятельное ознакомление с достижениями европейской геологической науки принесло большую пользу для его дальнейшего профессионального развития.

САХАЛИНСКИЕ МАРШРУТЫ

Весной 1906 г. император Николай II утвердил мнение Государственного Совета об упразднении ссылки преступников на Сахалин. В конце ноября 1907 г. последовало «высочайшее» утверждение положения Совета Министров «О преобразовании горного надзора на острове Сахалине». Этим документом было определено, что Сахалин «в отношении надзора за частной горной промышленностью выделяется в особый горный округ».

В Геологическом комитете весной 1908 г. приняли окончательное решение об отправке на Сахалин одновременно двух самостоятельных партий. Цель геологоразведочных работ определялась следующим образом: «По общему плану трёхлетней экспедиции предполагалось провести двухвёрстные топографические съёмки всего побережья Русского Севера и тех внутренних частей его, которые представляют какой-либо интерес в горно-промышленном отношении».

Первую партию Сахалинской экспедиции возглавил Николай Тихонович. Ей было поручено исследование самого северного конца Сахалина площадью около 3000 кв. вёрст. Топографическую съёмку осуществлял подполковник Корпуса военных топографов в отставке

Дмитрий Панфилов. Вторую партию Сахалинской экспедиции, которая сосредоточила свою деятельность на восточном побережье, до широты Набильского залива, возглавил горный инженер Пётр Полевой (1873-1936).

Итоги первого полевого сезона 1908 г. руководители геологических партий в совместном отчёте «Полезные ископаемые Сахалина» оценили следующим образом: «Экспедиция 1908 г. в этом отношении имела чрезвычайно существенные результаты, так как, выяснив со значительной точностью стратиграфию третичных отложений и их распространение, увеличила список известных уже выходов нефти целым рядом новых выходов до такой степени, что оказалось возможным говорить о целой полосе восточного побережья Сахалина как о нефтеносной области».

Последующие два полевых сезона Сахалинской экспедиции Геолкома были также весьма успешны. Впечатляющие итоги изложены в целом ряде работ, опубликованных в журнале «Известия Геологического комитета» и в отдельных изданиях, вышедших в свет в Санкт-Петербурге и Москве. По результатам работ Николай Тихонович и Пётр Полевой сделали главный вывод: «Данные экспедиции не только не подорвали чаяний, возлагавшихся на остров в этом отношении, но, напротив, доставили множество доказательств того, что присутствие нефти на Сахалине – весьма серьёзный факт, заслуживающий внимания промышленников и могущий при известных условиях оказать крупное влияние на всю экономическую жизнь Дальнего Востока».

Выступая 28 декабря 1911 г. с докладом на Втором Всероссийском съезде

деятелей по практической геологии и разведочному делу, директор Геолкома, академик Феодосий Чернышёв дал высокую оценку деятельности Сахалинской экспедиции: «Новая карта Сахалина, условий залегания нефти и тектоника заключающих её отложений, подробное изучение разреза угленосных осадков и общая картина дислокации русской части Сахалина по связи с японской частью и лежащим к югу от Хоккайдо – всё это, бесспорно, послужит и, по-видимому, уже послужило толчком, пробудившим интерес промышленных сил к этой отдалённой части территории России».

О высокой значимости данной экспедиции свидетельствует и тот факт, что в последующий период, уже после 1917 г., материалы Николая Тихоновича и Петра Полевого были востребованы советскими геологами. Они дали возможность более целеустремленно и обоснованно выполнять поисковые работы, существенно повышать их эффективность и качество. Весьма символично, что именно в 20-ю годовщину с начала упомянутой экспедиции Геолкома, 4 ноября 1928 г., законченная бурением первая скважина на Охтинском промысле Сахалина дала внушительный суточный дебит – более 40 т чистой нефти.

НА НЕФТЯНОЙ ЭМБЕ

29 апреля 1911 г. в Уральской области, на промысле в Доссоре, принадлежавшем компании «Урало-Каспийское нефтяное общество», из скважины с глубины 732 фута забил мощный нефтяной фонтан, поднявшийся на высоту 80 футов. Это событие получило широкое освещение в российской и зарубежной печати. Так, популярная газета «Каспий» писала: «В местности Доссор, в Киргизской степи, в 100 верстах от города Гурьев, на концессии «Урало-Каспийского нефтяного общества» ударил фонтан, дающий 600 тыс. пудов чистой нефти в сутки».

«Доссоровский фонтан», как предвещало открытие нового нефтяного промышленного района, не мог остаться без внимания Геологического комитета, тем более что 12 ноября 1912 г. решением российского правительства площадь в районе реки Эмбы была объявлена заведомо нефтеносной. И уже к концу 1912 г. число заявок на разведку нефти в Уральской области выросло до 22390, а за продажу «дозволительных разрешений» поступило в казну около 600 тыс. рублей.

В летний полевой сезон 1912 г. на Эмбинской нефтеносной площади начала работу экспедиция Геолкома, возглавляемая Николаем Тихоновичем. Одним из его помощником был студент Санкт-Петербургского горного института Степан Миронов (1883-1959), впоследствии академик АН СССР.

Целью экспедиции являлись геологические исследования, охватившие неизученные нефтеносные площади Макат и Бляули, а также территорию Чингильдинского месторождения. Исследуемый район сложен мезозойскими породами, скрытыми практически на всей площади под покровом четвертичных отложений.

Николай Тихонович писал: «Мы первой целью поставили себе получение настолько детального разреза, чтобы можно было проследить непрерывную последовательность пород всей осадочной толщи этих площадей». Для изучения разреза геологи выполнили значительный объём горных работ – проходку шурфов и канав. В результате Тихонович отметил: «Все разведочные линии, идущие вкрест простирания пород, были пронивеллированы, что дало возможность сопоставить изученные профили и получить совершенно точные цифры для мощности свит и отдельных пластов».

Затем экспедиция исследовала районы Кой-кара, Иман-кара и Кизил-куль. Проявления нефти в юрских и меловых отложениях, квалифицированные Тихоновичем как вторичные, были всегда связаны со сбросами и сдвигами. Причём руководитель экспедиции особо отметил роль глинистых пластов как непроницаемых слоёв для нефти.

Результаты работы экспедиции были опубликованы в нескольких номерах журнала «Труды Геологического комитета России» и впоследствии использованы уже советскими геологами при дальнейшей разработке месторождений Эмбинского нефтеносного района.

В ПОЛОСЕ НАДЕЖД И ИСПЫТАНИЙ

18 (5) июля 1912 г. было «высочайше» утверждено новое Положение о Геологическом комитете, согласно которому бюджет ведомства увеличили почти в три раза (до 321,6 тыс. рублей), а штат сотрудников вырос до 62 человек.

Также в июле 1912 г. был утверждён план работ Геолкома на 10-летний период. В нём ясно обозначена стратегиче-

ская задача ведомства: начать систематическое изучение новых перспективных районов страны, а именно Сибири, Уральской области, Средней Азии и Дальнего Востока. В документе подчёркнуто: *«Только на фоне общих геологических исследований возможно будет оценить значение залежей того или другого полезного ископаемого в общей экономике государства, только систематические исследования, а отнюдь не случайное изучение отдельных пунктов могут дать ясные указания на условия залегания и на область распространения тех или иных ископаемых богатств».*

Весной 1913 г. Николай Тихонович в качестве руководителя партии Геолкома был командирован для производства инженерно-геологических изысканий по трассе проектируемой железной дороги Орск – Троицк длиной более 400 вёрст. Сооружение данной магистрали позволяло наладить вывоз зерна и других сельскохозяйственных продуктов из Троицкого и Кустанайского уездов Тургайской области.

Планировалось, что трасса железной дороги пройдёт через реку Тогузак (приток Тобола) и ещё через четыре достаточно полноводные речки. Таким образом, в ходе геологических изысканий требовалось получить данные о фильтрационных характеристиках водоносных горизонтов и несущей способности земли на участке, примыкающем к водным преградам.

Поставленные задачи были выполнены в полном объёме и в установленные сроки. Были также получены новые данные по стратиграфии коренных и четвертичных отложений, водоносности территорий, примыкающих к трассе магистрали.

Наряду с этим Николай Тихонович сделал несколько открытий в рамках изучения местных месторождений полезных ископаемых. Об этом он сообщил в двух своих работах, опубликованных в Петербурге в конце 1913 г. – «Месторождения каменного угля и железа в северной части района проектируемой Орск – Троицкой железной дороги» и «Записка о месторождениях каменного угля и железа в северной части района проектируемой Орск – Троицкой железной дороги». В них он дал геологическое описание с приложением четырёх карт Ахтинского месторождения бурых железняков, а также Брединского месторождения каменного угля. Причём уголь данного месторождения по своим свойствам относил-

ся к антрацитам с незначительным содержанием серы и золы. Открытием Тихоновича вскоре заинтересовалась фирма «Торговый дом Г. Ф. и В. П. Дворниченко и Ко», которая приступила к разведочным работам на Брединском месторождении.

19 июля (1 августа) 1914 г. Германия объявила войну Российской империи, началась Первая мировая война, или «Великая битва народов», как её звучно назовут в зарубежной прессе. В тот период Геолком, возглавляемый Карлом Богдановичем (1864-1947), при общем сокращении объёмов геологоразведочных работ всё же сумел усилить поиски и разведку стратегических полезных ископаемых, в том числе вольфрама, молибдена, висмута и олова.

Условия военного времени потребовали и изменения структуры геологического ведомства. В 1916 г. специальной комиссией был разработан план реорганизации Геолкома, который в начале следующего года утвердило руководство Горного департамента. Новая структура включала три главных подразделения: отдел Геологической карты, отдел Прикладной геологии и Музей. В свою очередь, в отделе Прикладной геологии были созданы семь секций: нефти, каменного угля, металлов, золота, минеральных источников, солей и гидрогеологии.

30 (17) января 1917 г. заведующим Нефтяной секцией Геолкома был назначен авторитетный специалист, горный инженер Дмитрий Голубятников. В состав секции, наряду с Николаем Тихоновичем, входили геологи – Андрей Архангельский, Иван Губкин, Казимир Калицкий, Михаил Абрамович, Степан Миронов. Они заложили основы отечественной школы нефтяной геологии, включая методику поисков залежей нефти. В их работах сформулированы представления о породах-коллекторах, о роли структуры осадочных пород в формировании и разрушении залежей, а также о происхождении нефти и связи с ней твёрдых битумов.

В 10-летнем плане работ Геолкома были намечены перспективные направления по поиску и разведке углеводородных ресурсов в отдалённых районах страны. Однако бурные революционные потрясения 1917 г. и последующие кровавые события Гражданской войны не позволили реализовать намеченные мероприятия.

(Окончание следует) ■