

ВЕРТКАВ НЕФТЕГАЗОВАЯ

УМНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ:
ОТ ЛАБОРАТОРИИ
ДО СКВАЖИНЫ



АМЕРИКАНСКАЯ НЕФТЕДОБЫЧА ГОТОВА ОТВЕТИТЬ НА ОЧЕРЕДНОЙ ВЫЗОВ	12
В. ФЕЙГИН: ОТ ЛОСКУТНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ — К ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ РЕФОРМАМ	32
БЮДЖЕТЫ СТРАН ОПЕК ВЫНУЖДЕНЫ ЗАТЯГИВАТЬ ПОЯСА	42
ЕВРОПЕЙСКИЙ ГАЗОВЫЙ РЕНЕССАНС И СПРОС НА РОССИЙСКИЙ ГАЗ	46
ИТОГИ РАЗВИТИЯ БУРОВОГО РЫНКА ЗА ПЕРВОЕ ПОЛУГОДИЕ	52

'17



ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

20 –
21

сентября
2017

Место
проведения:

«Западно-Сибирский
инновационный центр»
Тюменский технопарк

Принять участие
в форуме:



8 800 234 96 92



www.oilgasforum.ru
welcome@oilgasforum.ru

TNF 2017

- Ежегодное деловое мероприятие международного уровня с нефтегазовой повесткой.
- Входит в пятерку крупнейших отраслевых форумов, проводимых в России.
- Ежегодно собирает более 2000 экспертов отрасли, представителей федеральных министерств и ведомств, топ-менеджеров компаний-лидеров нефтегазовой сферы.
- Включает уникальную экспозицию инновационных технологий и проектов в области ТЭК.



Тема главного пленарного заседания:

«Модернизация ТЭК: инновации и инвестиции»

Новые технологии эффективного и бережного природопользования, не наносящие вред экологии – ключевая тема TNF-2017. Особенно актуальна она в свете того, что 2017 год объявлен «Годом экологии в России»



Спикеры и участники:

- Министры и заместители министров РФ
- Руководители госкорпораций
- Топ-менеджеры крупнейших нефтегазовых компаний
- Представители сопутствующего бизнеса
- Делегаты из зарубежных стран

Страна-партнер TNF 2017 - Германия.



Организаторы:



Министерство
природных ресурсов
и экологии РФ



Правительство
Тюменской
области



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Поздравление министра энергетики Российской Федерации А.В. Новака работникам и ветеранам нефтяной и газовой промышленности

**Уважаемые работники и ветераны нефтяной и газовой промышленности,
дорогие коллеги!**

От имени Министерства энергетики Российской Федерации и от себя лично поздравляю вас с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Устойчивое развитие нефтегазового комплекса было и остается приоритетной для страны задачей. Российские нефтяники и газовики уже не раз доказывали свою способность мобилизовать все ресурсы и добиться нужного результата. На сегодняшний день отрасль демонстрирует высокие показатели, обеспечивая себе лидирующие позиции на мировых рынках. В прошлом году был поставлен национальный рекорд по добыче — 547,5 млн тонн.

Перед нами стоят сложные задачи по модернизации, вводу новых крупных месторождений, строительству современных перерабатывающих предприятий, повышению эффективности добычи и производительности труда, подготовке кадров и экологическому контролю. Уверен, что благодаря вашей преданности делу, высокому профессионализму и славным традициям, заложенным много десятилетий назад, российский нефтегазовый комплекс достигнет поставленных целей.

Желаю вам новых трудовых побед, здоровья, бодрости духа и благополучия!

**Министр энергетики
Российской Федерации**

А.В. Новак

6



СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

**Поздравление министра энергетики
А.Новака с Днем нефтяной
и газовой промышленности**

1

ОПЕРАТИВНЫЙ ПОВОД

4

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Больной зуб экономики

6

Как уровень коррупции влияет
на объем прямых иностранных инвестиций?
АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК,
ЕКАТЕРИНА ЖИГУЛИНА,
Российский государственный университет
нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина

АКТУАЛЬНАЯ ТЕМА

Сланцы 3.0

12

Американская нефтедобыча
готовится ответить на очередной вызов
НИКОЛАЙ ИВАНОВ,
Институт энергетики и финансов

От лаборатории до скважины

22

Что мешает трансферу технологий
в нефтегазовом комплексе?
ИЛЬЯ БЫКОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Месторождения напрокат

28

КОНСТАНТИН АНОХИН,
журналист

42



АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

**От лоскутных изменений —
к институциональным реформам**

32

Интервью с ВЛАДИМИРОМ ФЕЙГИНЫМ,
президентом Института энергетики и финансов

Тугой бюджетный пояс

42

Страны ОПЕК вынуждены адаптировать
свои экономические модели и бюджеты
для ответа на вызов снизившихся мировых
нефтяных цен
ВИТАЛИЙ ЕРМАКОВ,
ДАРЬЯ КИРОВА,
Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

Европейский газовый ренессанс

46

Как долго он продлится и приведет ли
к увеличению спроса на российский газ?
Отдел мониторинга европейского газового рынка
ООО «Газпром экспорт»

КОМПАНИИ И РЫНКИ

Больше хороших скважин!

52

Итоги развития бурового рынка России
за первое полугодие 2017 года
ВИКТОР ПРУСАКОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Гибкие перспективы колтюбинга

58

ОЛЬГА КУСКОВА,
НИКИТА МЕДВЕДЕВ,
RPI

Через тернии к росту

62

ВИКТОР ПРУСАКОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

68



В МИРЕ

ПАНОРАМА

66

От Аляски до Сенегала

68

Открытия новых нефтегазовых
месторождений в 2016–2017 годах

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

72



ТЕХНОЛОГИИ И СЕРВИС

Есть шанс «поумнеть»

72

КОНСТАНТИН АНОХИН,
журналист

СТАТИСТИКА

83



Аналитический
журнал
№ 17 (414)
сентябрь 2017 г.

Редакционный совет

Кирилл Молодцов
(председатель)

Александр Клевлин
(ответственный секретарь)

Вадим Горяинов
Сергей Жданов
Ирина Кезик
Андрей Конопляник
Алексей Конторович
Елена Корзун
Сергей Яценя

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор
Александр Клевлин
klevlin@ngv.ru

Заместители гендиректора
Елена Арефьева
arefyeva@ngv.ru
Илья Быков
bykov@ngv.ru

Директор по рекламе
Елена Маринич
marinich@ngv.ru

Редакция

И.о. главного редактора
Валерий Андрианов
andrianov@ngv.ru

Зам. главного редактора
Андрей Мещерин
andrey@ngv.ru

Выпускающий редактор
Ирина Сизова
ira@ngv.ru

Редактор отдела
«Международные рынки»
Ольга Виноградова
olgav@ngv.ru

Редактор отдела
«Производство и технологии»
Виктор Прусаков
vprusakov@ngv.ru

Отдел спецпроектов
Елена Пещанская
eap@ngv.ru
Владимир Царев
tsvn@ngv.ru

Отдел рекламы

Вера Зернова
zernova@ngv.ru

Отдел подписки

Наталья Шитова
podpiska@ngv.ru
Геннадий Белоусов

Дизайн и верстка

Надежда Гребенникова
nadngv@mail.ru

Художник-иллюстратор

Ирина Сухорукова

Вебсайт

www.ngv.ru
Дмитрий Ананьев
adg@ngv.ru
Татьяна Бойцова
btk@ngv.ru

Системный

администратор
Евгений Белов
evgeny@ngv.ru

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати
Регистрационное свидетельство №016629

Заявленный тираж
15 000 экземпляров

Отпечатано в ООО «Атлант-С», 125476,
г. Москва, ул. Василия Петушкова, д. 8, этаж 3

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов ссылка
на журнал «Нефтегазовая Вертикаль»
обязательна

Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571
Объединенный каталог
«Пресса России» том 145380

Редакция не несет ответственности
за достоверность информации,
опубликованной в рекламных
объявлениях

Фактический адрес

Комплекс «Башня на Набережной», блок С
Пресненская набережная, д. 10, этаж 47
123317, г. Москва, Россия

Тел./факс: +7(495)510-57-24
+7 (499)750-00-70
Электронная почта: info@ngv.ru

Почтовый адрес

Профсоюзная улица,
дом 124
117321, г. Москва, Россия

Представитель в Азербайджане (г.Баку)

Владимир Мишин
mishin1306@mail.ru
Тел./факс: (99412) 465-9432

ЧТПЗ МОДЕРНИЗИРУЕТ ПРОИЗВОДСТВО ТРУБ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА

Группа ЧТПЗ приступила к модернизации производства, которая позволит более чем в два раза увеличить выпуск труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями класса «Премиум». Объем инвестиций в этот проект составит 200 млн рублей. Программа будет реализована до конца I квартала 2018 года.

В рамках модернизации Финишный центр по производству труб нефтяного сортамента Первоуральского новотрубного завода (входит в группу ЧТПЗ) будет оснащен установками для обжатия концов труб и обработки резьбовых соединений, дробеструйной машиной для очистки внутренней поверхности продукции, оборудованием для изготовления соединительных муфт и устройством для их омеднения.

ТМК НАРАЩИВАЕТ ПРОДАЖИ ПРЕМИАЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ

ПАО «Трубная металлургическая компания» планирует увеличить объем продаж премиальной продукции до \$100 млн в год. При этом ТМК наращивает выпуск высокотехнологичных труб. В частности, недавно состоялась отгрузка первой партии обсадных труб с уникальным резьбовым соединением класса «Премиум» для Салмановского месторождения, осваиваемого в рамках проекта «Арктик СПГ-2».

Как отмечают представители ТМК, прочность газогерметичных премиальных резьбовых соединений обсадных труб равна прочности трубы. Благодаря этому существенно повышается надежность трубной колонны при строительстве сложных профилей скважин.

РОССИЙСКО-КИТАЙСКОЕ СП БУДЕТ ПРОИЗВОДИТЬ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРОВЫХ

ООО «Иждрил Холдинг» заключило соглашение с китайской DFHX об открытии в Ижевске производства высокотехнологичного бурового оборудования. В первую очередь речь идет о мобильных буровых установках.

Начальным этапом работы станет создание в Ижевске сервисного центра по обслуживанию и ремонту БУ из Китая, а также по обучению персонала буровых компаний. Впоследствии намечается локализация производства импортных станков. В итоге к 2020 году в Ижевске будет выпускаться до 50% бурового оборудования, реализуемого совместным предприятием.

КАЗАНСКИЕ МОТОРОСТРОИТЕЛИ ПОСТАВЯТ ГПА ДЛЯ ЯРО-ЯХИНСКОГО НГКМ

АО «Казанское моторостроительное производственное объединение» (КМПО) заключило контракт с ОАО «Арктикгаз», согласно которому оно поставит четыре полнокомплектных газоперекачивающих агрегата (ГПА) с двигателями НК-16СТ для второй очереди Яро-Яхинского НГКМ.

КМПО должно разработать техпроект и изготовить оборудование, выполнить шефмонтажные и пусконаладочные работы. В 2016 году производственное объединение уже осуществило поставку четырех ГПА-16 «Волга» на Самбургское месторождение «Арктикгаза».

УРАЛХИММАШ ИЗГОТОВИТ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОЖИМНОЙ ЗАПОЛЯРНОГО НГКМ

Уральский завод химического машиностроения заключил новый контракт на поставку оборудования для Заполярного НГКМ «Газпрома». Согласно договору, уральское предприятие до апреля 2018 года изготовит установку комплексной подготовки газа УКПГ-2С. В общей сложности завод отправит в ЯНАО десять блоков сепараторов с промывочной секцией 10С-1 и два блока пробоуловителя 10ПУ-1 общим весом около 700 тонн.

ТРАНСНЕФТЬ — ДИАСКАН НАЧИНАЕТ ВЫПУСК НОВОГО ДЕФЕКТОСКОПА

АО «Транснефть — Диаскан» расширило линейку диагностических приборов собственного производства. Новый дефектоскоп 16-ОПТ уже прошел приемочные испытания и был принят на вооружение «Транснефтью».

Этот диагностический комплекс предназначен для определения пространственного положения магистральных трубопроводов с наружным диаметром 16/20". Он дает возможность измерять координаты оси трубопровода, определять радиусы его изгибов и углы поворота.

Прибор также позволяет получать информацию о расположении и размерах поперечных сварных швов, дефектах геометрии, соединительных и конструктивных деталях трубопровода, а также осуществлять измерение перемещения трубопровода в процессе эксплуатации.



РЭН
2017

Международный форум
по энергоэффективности
и развитию энергетики

РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ

3-7 ОКТЯБРЯ 2017 ГОДА
Москва
Санкт-Петербург

Информационная служба РЭН-2017:
Тел.: 8 (800) 333-17-73
Email: info@rusenergyweek.com
www.rusenergyweek.com

 **РОСКОНГРЕСС**



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

БОЛЬНОЙ ЗУБ ЭКОНОМИКИ

Как уровень коррупции влияет на объем прямых иностранных инвестиций?



АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК
ЕКАТЕРИНА ЖИГУЛИНА
Российский государственный
университет нефти и газа (НИУ)
им. И.М.Губкина

рождений. Это делает такой режим запретительным для многих инвест-проектов в области нефтегазодобычи.

Поэтому для обеспечения рентабельности многих проектов приходится избирательно применять индивидуальные налоговые льготы (вплоть до полного или почти полного отказа от НДС и ЭП). Как правило, такие шаги предпринимаются государством в режиме ручного управления.

В последние годы правительство пытается перейти от ручного к регуляторному (кодифицированному) применению таких изъятий. Но это не меняет общий принцип и характеристики инвестиционного климата в НГК. Поэтому, по мнению авторов, необходимо создать систему (меню) индивидуализированных инвестрежимов недропользования, которые бы не требовали индивидуальных «льгот» (см. «Инвестиционный климат в недропользовании: два подхода, два измерения»).

Под лупой рейтингов

Однако, как известно, здоровье какой-то части организма не может быть лучше здоровья организма в целом. Так и инвестиционный климат в НГК не может быть лучше инвестиционного климата в целом по стране. Практически все проекты в отрасли осуществляются с применением заемных средств, в первую очередь, для минимизации и диверсификации рисков. А кредитный рейтинг проекта не может быть лучше рейтинга компании (консорциума), его осуществляющего. Тот же, в свою очередь, не может быть лучше рейтинга страны, где реализуется этот проект. Поэтому макроэкономические характеристики имеют огромное значение для оценки привлекательности инвестиций в нефтегазовый комплекс.

Таких характеристик множество. В частности, используются различные международные рейтинги, в том

В последние годы одним из основных трендов политической и общественной жизни России является борьба с коррупцией. О необходимости ее активизации не раз говорили представители высшего руководства страны.

Это зло характерно для большинства стран мира, и Россия не является тут исключением. Но важно оценить, как этот «больной зуб экономики» влияет на здоровье всего организма. В частности, на масштаб внутренних и внешних инвестиций.

Анализ показывает, что индекс восприятия коррупции и объем прямых иностранных инвестиций на душу населения напрямую связаны друг с другом. Иными словами, чем выше коррупция, тем менее иностранные инвесторы склонны вкладывать деньги в страну. Это умозаключение находит свое математическое доказательство в рамках проведенного исследования.

Безусловно, на инвестиционный климат в России влияет не только уровень коррупции. Здесь свою положительную роль играет наличие богатых углеводородных ресурсов, манящих многие зарубежные компании. А отрицательную — введение антироссийских санкций. Но в долгосрочном плане именно восприятие коррупции будет во многом определять динамику инвестиций в отечественную экономику, а значит, и темпы инновационного развития нефтегазового комплекса.

Ныне действующая в России система налогообложения минерально-сырьевых отраслей построена на применении связи из налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортной пошлины (ЭП).

То есть она базируется на принципе универсального, единого для всех инвестиционных проектов режима налогообложения вне зависимости от природно-климатических и горно-геологических характеристик место-

числе оценивающие развитость гражданского общества (по подсчетам специалистов ИМЭМО РАН, подобных рейтингов насчитывается 11), эффективность государственных институтов (по той оценке же их 10) и экономические условия функционирования бизнеса (12).

В последней группе можно выделить несколько рейтингов.

Во-первых, суверенный кредитный рейтинг. Чтобы получить заемное (проектное) финансирование с мирового рынка капитала, крупные нефтегазовые проекты обязательно должны иметь такой рейтинг. Причем именно инвестиционных степеней и как минимум от двух крупнейших международных рейтинговых агентств из трех существующих (Moody's, Standard & Poor's, Fitch-IBCA). В России сейчас вводится собственная национальная система рейтингования на базе двух национальных агентств: АКРА и «Эксперт-РА». Получение рейтингов от них становится обязательным для претендентов на заемное финансирование на отечественном рынке.

Во-вторых, рейтинги глобальной конкурентоспособности / инвестиционной привлекательности. Среди них можно отметить два.

Первый — рейтинг Doing Business Всемирного банка, оценивающий простоту осуществления предпринимательской деятельности в 189 странах на основе 11 индикаторов. В 2012 году Президент Владимир Путин поручил правительству принять меры, направленные на существенное улучшение условий предпринимательской деятельности в стране. И критерием успеха этой работы должно было стать повышение позиции России в упомянутом рейтинге со 120-го места в 2012 году до 50-го в 2015-м и до 20-го в 2018-м. Промежуточный ориентир был почти достигнут — Россия в 2015 году заняла 51-ю строчку в рейтинге, поднявшись за год на 11 позиций.

Второй — рейтинг глобальной конкурентоспособности The Global Competitiveness Index (GCI), который публикуется аналитической группой Всемирного экономического форума (ВЭФ). Он составлен из 12 слагаемых конкурентоспособности. Позиция России в GCI 2016–2017 годах повысилась с 45-й до 43-й (из 138 государств).

Мы же хотим остановиться еще на одном рейтинге, которому уделяется

Сингапурский прецедент

Борьбе с коррупцией уделяется пристальное внимание как со стороны общественности, так и со стороны мировых лидеров. Но, к сожалению, далеко не во всех государствах принимаемые меры являются эффективными.

Однако существуют прецеденты, когда странам за весьма короткий срок удалось добиться значительных улучшений в этой сфере. Причем несмотря на, казалось бы, устоявшуюся культуру, менталитет и стабильно высокий уровень коррупции в предшествующие периоды.

В качестве примера можно привести Сингапур. Он стабильно находится в числе стран с минимальным уровнем коррупции и высоким показателем инвестиций. Так, ИВК в этом городе-государстве (микроскопические размеры которого существенно облегчают, в том числе, и борьбу с коррупцией) в последние годы находится в диапазоне 84–94 единицы (при максимальном значении шкалы в 100 единиц). Это означает практически полное отсутствие коррупции. А значение ПИИ на душу население достигает почти \$13 тыс. Это настолько явное отклонение от общего тренда, что пришлось для корректности расчетов исключить Сингапур, наряду с Люксембургом и Ирландией, из расчетов выровненных трендов.

В числе мер, позволивших Сингапуру добиться такого успеха, помимо традиционных способов борьбы с коррупцией, имеются также и свои ноу хау. Например, закон «О предотвращении коррупции» перекладывает обязанность доказательств своей невиновности на самого подозреваемого в данном преступлении. Такое положение, безусловно, вступает в противоречие с принципом презумпции невиновности, однако в рамках борьбы с коррупцией может позволить добиться высоких результатов.

Кроме того, важнейшим фактором (как для Сингапура, так и для остальных государств) является формирование у общественности культуры, препятствующей коррупционным действиям. Необходимо, чтобы у самих людей отсутствовали стимулы для использования «смазочного механизма» в целях упрощения своей деятельности или получения преимуществ.

Граждане также должны быть осведомлены о том, как действовать в случае, если они столкнулись с фактом коррупции. Ведь, согласно результатам различных исследований, менее трети людей, готовых сообщить о проявлениях коррупции, знают, как осуществить это в реальности.

И, разумеется, необходимым фактором является уверенность населения в том, что все равны перед законом и что активная гражданская позиция в вопросе борьбы с коррупцией действительно даст положительный результат.

гораздо меньшее внимание, но важность которого в нынешних условиях не менее важна. Это — индекс восприятия коррупции и его влияние на макроэкономическую оценку инвестиционного климата в стране в целом и в нефтегазовом комплексе в частности.

Раковая опухоль экономики

Коррупция сегодня является одной из главных проблем современности, глобальной по своей сути и проявлениям. В мае 2016 года в Лондоне состоялся глобальный антикоррупционный саммит. К нему был выпущен сборник «Против коррупции» из 16 эссе, подготовленных главами ряда государств, международных организаций и видными интеллектуалами. Как отметил в первой же строке своего предисловия к сборнику бывший премьер-министр Великобритании (хозяйки саммита) Дэвид Кэмерон, «коррупция — это раковая опухоль, являющаяся причиной многих наших сегодняшних проблем».

Российское общество также считает коррупцию одним из главных препятствий на пути к устойчивому экономическому развитию страны.

**ЗДОРОВЬЕ КАКОЙ-ТО ЧАСТИ ОРГАНИЗМА
НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ЛУЧШЕ ЗДОРОВЬЯ
ОРГАНИЗМА В ЦЕЛОМ.
ТАК И ИНВЕСТИКЛИМАТ В НГК НЕ МОЖЕТ
БЫТЬ ЛУЧШЕ ИНВЕСТИКЛИМАТА
В ЦЕЛОМ ПО СТРАНЕ**

Коррупция — это, с одной стороны, неэффективное использование экономических и финансовых ресурсов страны. То есть она перераспределяет их в интересах не общества в целом, а в интересах отдельных его членов, имеющих преференциальный доступ к их распределению. Всемирный банк оценивал размер «коррупционного налога» в России в 1,4% ВВП для 2002 года и 1,1% для 2005-го. В свою очередь, согласно докладу, подготовленному в 2010 году Контрольным управлением Президента РФ, являющимся

Методика анализа и характеристика показателей

Для определения уровня коррупции существуют различные методики. Их можно разделить на три группы.

Первая — социологические опросы (один из лидеров — Всемирный банк). Вторая — экспертные оценки (наиболее известный проект — Nations in Transit, осуществляемый американской общественной организацией Freedom House). Третья группа — интегральные оценки, выставляемые путем агрегирования рейтингов коррупционности, предлагаемых различными организациями. Самый известный пример — индекс восприятия коррупции Transparency International. Именно этот рейтинг мы используем в настоящей работе.

Индекс восприятия коррупции (ИВК) публикуется с 1995 года. В настоящее время ранжируются 168 государств в диапазоне от нуля (высокий уровень коррупции) до 100 (отсутствие коррупции).

Данный индекс составляется на основании 13 независимых источников (опросов экспертных организаций) по каждой из стран, входящих в рейтинг.

Объем прямых иностранных инвестиций (ПИИ) публикуется официальным источником — Конференцией ООН по торговле и развитию (ЮНКТАД). Выборка стран с наибольшим объемом ПИИ, как правило, отражена в ежегодном Докладе о мировых инвестициях. Данные по полному перечню государств представлены в иных статистических приложениях этой международной организации.

Показатель **ПИИ на душу населения** позволяет сгладить различия в величине инвестиций, обусловленные численностью населения (а это косвенно влияет и на масштаб экономики) в различных странах.

Коэффициент достоверности аппроксимации (R^2) отражает степень соответствия трендовой модели исходным данным. Его значение может лежать в диапазоне от 0 до 1. Чем ближе R^2 к 1, тем точнее модель описывает имеющиеся данные.

При расчетах из выборки стран были исключены некоторые государства, имеющие экстремальные (кратно отличающиеся от основного массива данных) значения ПИИ на душу населения. А также государства, по которым отсутствовали значения хотя бы по одному из показателей хотя бы в один год рассматриваемого периода, с целью обеспечения единства выборки.

С другой стороны, восприятие коррупции (то есть ее ожидание, независимо от того, соответствует ли оно действительности или нет) ведет к недостаточному притоку инвестиций в страну. Причем не в сферу спекулятивной инвестиционной деятельности (то есть вложений в торговлю ценными бумагами, каковая деятельность также носит название инвестиционной), а инвестиций в основную и переменный капитал (прямые инвестиции в материальное производство и сферу услуг). А ведь в природно-ресурсных отраслях инвестиции требуются не только для наращивания добычи, но и для возмещения выбывающих производственных мощностей (геологоразведки, создания новой инфраструктуры и т.д.).

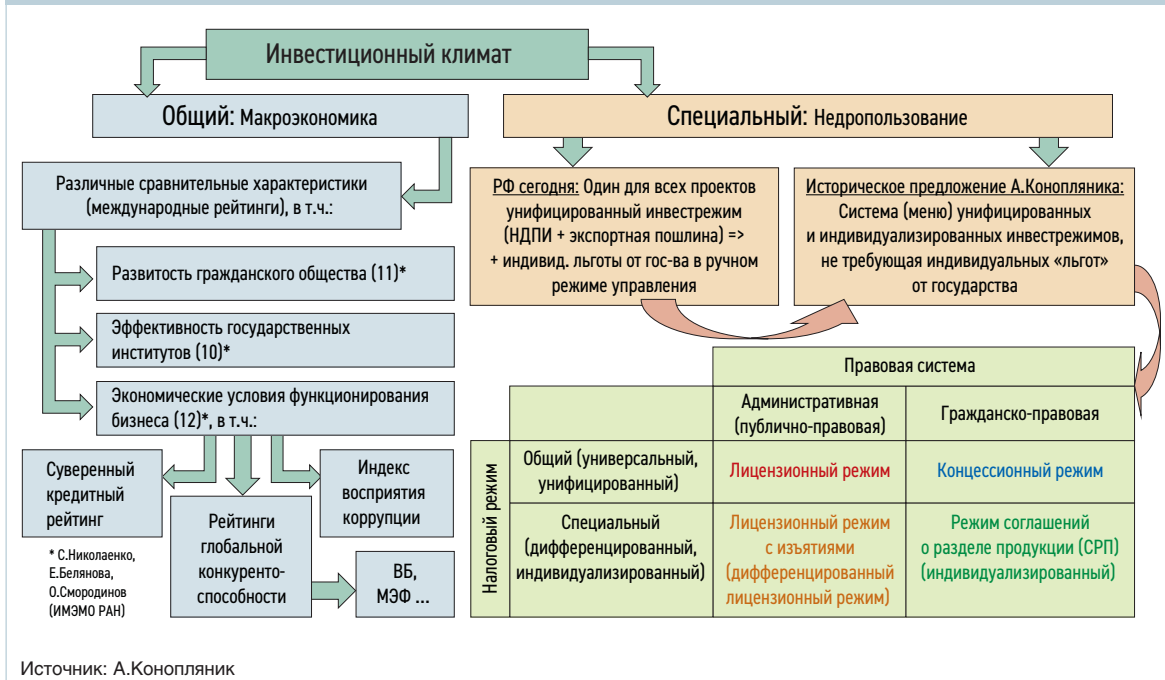
Указанный недостаток капиталовложений возникает по двум причинам. Первая — сокращение (недополучение) прямых иностранных инвестиций (ПИИ). В рамках мировой экономики и глобальных рынков капитала инвесторы практически любой страны (кроме автаркий) имеют возможность сравнивать риски и выгоды своих вложений и выбирать на карте мира наиболее предпочтительные по этому соотношению государства.

Вторая причина — это уменьшение вложений в национальную экономику со стороны отечественных

самостоятельным подразделением Администрации Президента Российской Федерации, «коррупционный на-

лог» в сфере госзакупок составлял как минимум 20%. Это эквивалентно не менее 2,9% ВВП!

Инвестклимат в недропользовании: два подхода, два измерения



инвесторов. Они также сопоставляют риски и выводят за границу свои активы и прибыли. Объем такого оттока капитала отслеживается Центральным банком РФ, экономическими ведомствами и иными институтами и освещается в прессе. А вот как оценить величину неосуществленных (недополученных) ПИИ? Постараемся ответить на этот вопрос.

Как считать, что считать...

Еще в 2002 году в журнале The Economist были опубликованы результаты расчета зависимости между индексом восприятия коррупции (ИВК) в стране и величиной душевого притока ПИИ. Было наглядно продемонстрировано: чем выше индекс (то есть меньше коррумпированность экономики) — тем больше приток ПИИ. Иначе говоря, «больше взяток — меньше денег».

Впоследствии, при подготовке своего спецкурса «Эволюция мировых рынков нефти и газа и механизмов защиты/стимулирования инвестиций в энергетике», один из авторов данной статьи (А.Конопляник) наложил на этот график коридор изменения значений ИВК для России. И получил интересную картину (см. «Зависимость между объемом ПИИ и ИВК...»).

Но ведь хорошо известно, что «все течет, все меняется». Поэтому

Зависимость между душевым объемом прямых иностранных инвестиций (ПИИ) и индексом восприятия коррупции (ИВК)



Источник: Special Report "Bribery and Business"//The Economist, March 2, 2002, p.68; «Нефтегазовая Вертикаль», 2011, №15-166 с.45

не исключено, что с течением времени упомянутая закономерность могла поменяться. Так, общеизвестны успехи ряда стран в борьбе против коррупции, особенно Сингапура (см. «Сингапурский прецедент»). Поэтому следовало бы предположить, что на рисунке место этой страны следует искать выше тренда, а оно оказалось ниже тренда. Поэтому нам показалось необходимым проверить ряд факторов (предположений).

Во-первых, реальность зависимости между ИВК и величиной душево-

го притока ПИИ в эту страну (см. «Методика анализа...»).

Во-вторых, устойчивость данной зависимости во времени. То есть насколько справедливо наличие подобной корреляции для последующих лет и не является ли такая зависимость случайным совпадением в отдельные годы.

В качестве начального этапа такой работы мы выбрали трехлетний период 2012–2014 годов, поскольку на момент проведения расчетов в официальных источниках еще не были опубли-

Болезнь или «смазка»?

Согласно данным директора-распорядителя МВФ Кристин Лагард, величина взяток в мире достигает \$1,5–2 трлн в год, что составляет 2% от глобального ВВП. Причем данный показатель не отражает все явления, входящие в понятие коррупции. Ведь к ней относятся не только взятничество, но и в целом отсутствие беспристрастности в политике и экономике. В частности, использование близких родственных связей и знакомств в собственных целях и т.д. Таким образом, можно предположить, что масштабы коррупции явно больше, чем 2% от ВВП.

Прямые потери от коррупции являются очевидными для каждого. Они проявляются в общем сокращении результативности и эффективности деятельности. Однако высокий уровень коррупции в стране влечет за собой множество иных, не столь явных негативных последствий. К их числу можно отнести уменьшение доверия к правительству, девальвацию нравственных и общекультурных ценностей в обществе, снижение затрат на производственную деятельность, в том числе вызванное отвлечением средств на «необходимость улаживания коррупционных вопросов».

Бывает, правда, что «коррупционное бремя» воспринимается инвестором как естественные издержки, являющиеся неотъемлемой и «обязательной» частью работы в стране. Более

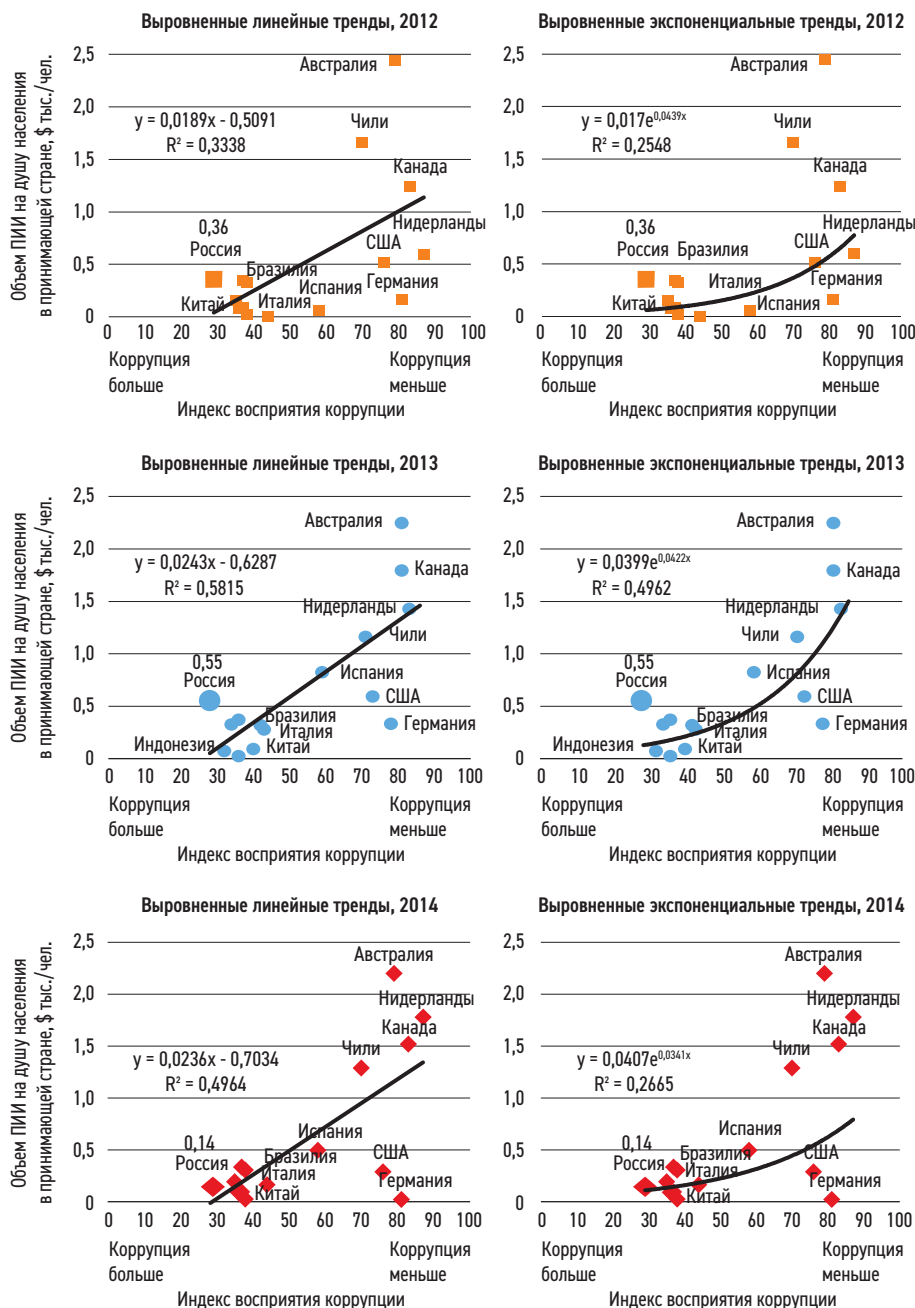
того, при запуске некоторых сложно реализуемых проектов коррупция является вынужденной (едва ли не необходимой) мерой. Без «смазки» проект может быть отменен или отложен на весьма неопределенный срок.

Необходимо принимать во внимание также такой нюанс, как «прогнозируемость» (возможность предсказать будущее значение) величины коррупции в стране. Размер данного «скрытого налога» является крайне важным для инвесторов. Если он точно не известен, то инвесторы постараются избежать риска и предпочтут вовсе не вкладывать деньги в это государство.

В связи с этим бытует мнение, что наличие определенного уровня «спрогнозированной» коррупции само по себе не может подорвать экономику государства. Напротив, оно может играть роль «смазки», способствовать позитивному эффекту.

Разумеется, не стоит делать поспешных выводов о том, что открытое освещение высокого уровня коррупции в стране — это нормальное явление, с которым не следует бороться и которое может стать стимулом для привлечения инвесторов (если они согласны на подобный «налог»). Приоритетом для правительства все же должен являться курс на сокращение уровня коррупции в стране.

Линейный и экспоненциальный выровненные тренды



* Примечание: Значения по некоторым странам («сильно отличающиеся» из общей картины) исключены из общей выборки, т.к. им соответствуют «экстремальные» значения, провоцирующие «стирание границ» между остальными государствами и искажение общей картины. На графиках представлена выборка стран за исключением: Люксембург, Сингапур, Ирландия.

Источник: рассчитано Е.Жигулиной по данным ЮНКТАД, Transparency International, World-Globe.ru

ликованы данные о величине некоторых показателей за 2015 год. Плюс к этому в 2015-м вступили в действие введенные в 2014 году антироссийские санкции, которые исказили приток ПИИ в РФ (см. «Линейный и экспоненциальный выровненные тренды»).

Нет дыма без огня

Результаты расчетов подтверждают наличие устойчивой зависимости между уровнем восприятия коррупции в стране и ПИИ на душу населения. В большинстве стран с

высоким уровнем восприятия коррупции (о чем свидетельствует невысокое значение ИВК) наблюдается низкий показатель душевого притока ПИИ. Налицо и обратная зависимость. То есть первое предположение оказалось верным.

Проведенный нами анализ также показал, что объем статистической выборки не оказывает существенного влияния на наличие обратной связи между рассматриваемыми показателями. С изменением числа стран в выборке (а также при включении или исключении из нее экстремальных значений) может несколько меняться наклон выровненной линии тренда, ее достоверность. Однако общая тенденция остается неизменной.

Данное утверждение справедливо и для различных лет рассматриваемого периода. То есть наличие зависимости между ПИИ и ИВК можно считать устойчивым во времени (значит, наше второе подвергнутое проверке предположение также оказалось верным).

Учитывая, что показатель ИВК имеет непривычное обратное обозначение (выше ИВК — ниже уровень восприятия коррупции и наоборот), зависимость между показателями ИВК и ПИИ на душу населения будет прямой. В любом случае, государства, в которых наблюдается высокий уровень коррупции (ее восприятия), будут менее привлекательны для инвесторов, чем страны, в которых вся деятельность ведется чисто и открыто, без так называемых дополнительных «коррупционных налогов».

Чем же объясняется такое поведение инвесторов? Тем, что коррупция имеет запретительный эффект, аналогичный эффекту повышенного (сверх оптимума, определяемого кривой Лаффера) налогообложения. Только в скрытой форме.

Тревожные тенденции

Степень соответствия построенных линейных и экспоненциальных трендов реально существующей корреляции между показателями характеризуется коэффициентом достоверности аппроксимации R^2 . Для удобства анализа мы свели полученные выровненные тренды и соответствующие им коэффициенты R^2 за 2012–2014 годы (см. «Выровненные тренды...»).

Величина R^2 для линейных выровненных трендов несколько пре-

вышает значения для экспоненциальных трендов в каждый год периода. То есть, с формальной математической (эконометрической) точки зрения, линейная зависимость является для рассматриваемых показателей несколько более достоверной, чем экспоненциальная. Иными словами, она более точно отражает влияние ИБК на душевой приток ПИИ в страну, хотя разрыв в уровнях R^2 между двумя типами выровненных трендов не является существенным или тем более критическим.

Согласно нашим расчетам, диапазон изменений R^2 за 2012–2014 годы для обеих корреляций практически одинаков (примерно 0,25). Но коридор значений R^2 для линейного тренда (0,33–0,58) расположен примерно на четверть выше, чем для экспоненциального тренда (0,25–0,49). В этом отличие результатов наших расчетов от приведенных в The Economist. В британском журнале была представлена только экспоненциальная зависимость (видимо, как более точная?).

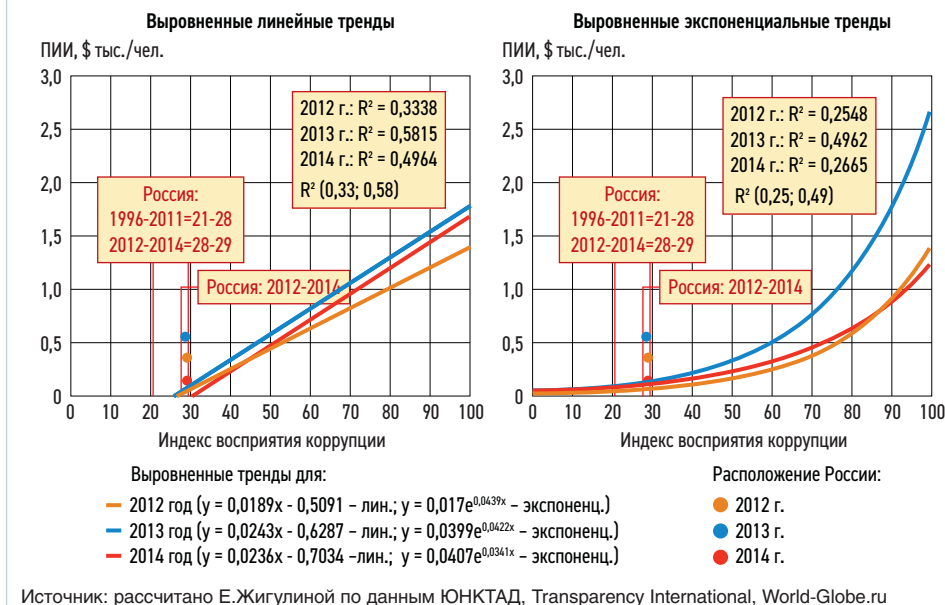
Если взять за основу линейную зависимость, то наиболее интересные выводы напрашиваются при сопоставлении выровненного тренда с показателями ИБК для России.

Во-первых, наша страна в течение всего времени исследований и расчета ИБК, проводимых Transparency International, к глубокому сожалению, устойчиво находится в середине левой части шкалы ИБК, в диапазоне его значений 21–29 из 100. Это свидетельствует о достаточно высоком уровне восприятия коррупции в России.

Поэтому и душевой объем притока ПИИ в нашу страну невысок. Хотя существуют и такие предположения, что коррупция является всего лишь стабильным, а значит, прогнозируемым дополнительным налогом на ведение деятельности в стране или даже (неизбежным) фактором, обеспечивающим ее осуществление (см. «Болезнь или смазка?»).

Разумеется, фактор коррупции и/или ее восприятия не является единственным при формировании инвестиционной привлекательности страны. Существует и множество иных показателей. Однако вопрос борьбы с коррупцией был и остается актуальным. Ее искоренение способно оказать положительное влияние на инвестиционный климат и привлечение ПИИ, столь необходимых стране в кризисных, да и в нормальных условиях.

Выровненные тренды за 2012–2014 гг. — обобщенная картина



Во-вторых, в течение всех трех рассмотренных лет отношение душевого ПИИ к ИБК для России находилось выше тренда (причем по обеим корреляциям). Правда, в 2014 году это значение для нашей страны практически «легло» на линию тренда (также по обеим корреляциям).

В-третьих, российский диапазон значений ИБК примерно соответствует такому их уровню, при котором выровненный линейный тренд отношения душевого ПИИ к ИБК уходит в ноль. Это означает, что инвестиционная привлекательность РФ (в первую очередь ее нефтегазового комплекса) для иностранных инвесторов остается выше тренда. И восприятие коррупции не является доминирующим фактором для ПИИ (ведь их величина, в расчете на душу населения, не ушла в ноль вместе с линией тренда). Это, конечно, утешает. Но не радует. Ведь исключения из правила редко становятся системным путем к успеху...

Можно также сделать вывод о том, что уменьшающееся восприятие коррупции приводит к нарастанию позитивных последствий для экономики. Это особенно заметно для экспоненциального тренда зависимости душевого притока ПИИ от ИБК.

То есть, если ИБК превышает уровень 70–75 единиц (что предполагает снижение уровня коррупции!), то объем ПИИ на душу населения начи-

нает нарастать опережающими темпами. Однако для достижения этого порогового уровня России необходимы радикальные изменения во внутренней экономической политике...

Конечно, в условиях нынешних ужесточающихся антироссийских санкций, которые особенно больно бьют по финансовой сфере, выполненное нами исследование имеет,

НАША СТРАНА В ТЕЧЕНИЕ ВСЕГО ВРЕМЕНИ РАСЧЕТА ИБК УСТОЙЧИВО НАХОДИТСЯ В ДИАПАЗОНЕ ЕГО ЗНАЧЕНИЙ 21–29 ИЗ 100. ЭТО СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ О ДОСТАТОЧНО ВЫСОКОМ УРОВНЕ ВОСПРИЯТИЯ КОРРУПЦИИ В РОССИИ

скорее, академический и перспективный характер. Но санкции рано или поздно будут отменены или сведены на нет. Если к тому времени ИБК в нашей стране останется на том же невысоком уровне, нам будет трудно бороться за достойную рыночную нишу в мировой экономике. Ведь носителями инноваций, обеспечивающих конкурентоспособность на рынке товаров и услуг, являются инвестиции. А на их приток, как мы видим, оказывает влияние и ИБК, который является фактором конкурентоспособности страны на мировом рынке капитала. □

СЛАНЦЫ 3.0

Американская нефтедобыча
готовится ответить
на очередной вызов



После продления соглашения ОПЕК+ отраслевых экспертов крайне волнует вопрос, насколько эффективной окажется эта мера. Ведь успех согласованных действий стран-участниц картеля и независимых нефтепроизводителей зависит от того, как будет развиваться сланцевая революция в США — адаптируются ли американские компании к новому ценовому уровню и продолжат ли наращивать добычу или она, после кратковременного всплеска, начнет затухать? Но американским сланцевикам не привыкать к трудностям. По сути, они уже пережили два крупных шока, связанных с неблагоприятными внешними условиями. Но каждый раз им удавалось справиться с проблемами и вернуться на траекторию устойчивого роста производства. Рецепты выживания американской сланцевой индустрии различные. В свое время она сохранила позиции благодаря удачной монетизации запасов жирного газа. В дальнейшем определяющую роль сыграло совершенствование технологий и снижение издержек по всем направлениям. Анализ показывает, что и в последние месяцы наблюдаются аналогичные процессы. Несмотря на ряд негативных факторов, связанных с некоторым ростом стоимости бурения и сокращением бюджетов нефтяных компаний, буровая активность в США в целом нарастает. Одновременно снижается уровень безубыточности сланцевого барреля. И это может стать серьезным вызовом для стран ОПЕК и России.

НИКОЛАЙ ИВАНОВ
Институт энергетики и финансов

Сланцевая революция в США уже дважды за свою недолгую историю сталкивалась с конъюнктурными вызовами и оба раза не останавливалась в своем распространении. Всегда сила технологических прорывов была действеннее временных ценовых спадов на сырьевых рынках. Американские нефтегазовые компании традиционно демонстрировали упорное нежелание признавать свое поражение, и ничто не предвещает их капитуляции теперь, перед лицом грядущего ценового спада.

Вопрос ценой в бутылку виски

Как известно, 31 декабря 2017 года цена Brent составит \$38/барр. Собственно, это известно коллегам по Институту энергетики и финансов, с которыми в прошлый новогодний праздник я поспорил на бутылку виски. Поспорил из духа противоречия, поскольку остальные предположения колебались между \$50 и \$60. Но теперь дело идет к тому, что удача может оказаться на моей стороне. Даже если предположить, что случится чудо и бутылку виски я пропорою, для сланцевой революции это будет означать наступление золотого времени, и американская нефтедобыча получит новый импульс.

Июльский краткосрочный прогноз (STEO) Управления энергетической информации США (EIA) предсказывает декабрьскую цену WTI в \$48/барр. В течение следующего года она будет около \$50/барр, к концу 2018-го немного превысит эту отметку (см. «Июльский краткосрочный прогноз цены на американском рынке»).

Для американской нефтедобычи это весьма благоприятный прогноз. EIA полагает, что в 2018 году про-

изводство нефти в стране достигнет рекордного значения — 9,9 млн барр/сут. Это на 300 тыс. барр/сут. выше предыдущего рекорда, установленного в 1970 году. Среднесуточная добыча в 2017 году составит по этому прогнозу 9,3 млн барр — на 0,5 млн барр/сут. больше, чем в прошлом году (см. «Добыча жидких углеводородов в США в 2014–2016 гг. и прогноз на 2017–2018 гг.»). EIA прогнозирует, что основной рост добычи до конца 2018 года будет обеспечен плотными формациями бассейна Permian в Техасе и федеральной частью Мексиканского залива. Бассейн (провинция) Permian включает в себя бассейны Midland и Delaware, которые содержат как традиционные месторождения, так и формации плотных пород (такие как Wolfcamp, Spraberry и Bone Spring). В такой большой географической области, которую покрывает регион Permian, операторы могут продолжать бурение на нескольких формациях плотных пород и наращивать добычу даже при цене WTI, установившейся ниже уровня \$50/барр.

По данным Baker Hughes, 379 из 954 буровых установок, работавших на суше 48 континентальных штатов США в начале августа 2017 года, были задействованы в регионе Permian. EIA прогнозирует, что их число там сократится к концу 2017 года до 345 единиц, а затем вырастет до 370 к концу 2018-го.

Число задействованных буровых установок отражает изменения в це-

Финансовая стабилизация

EIA проанализировало финансовые результаты за первый квартал 2017 года 54 публичных нефтяных компаний, представляющих квартальные отчеты в Комиссию по ценным бумагам и биржам. Эксперты пришли к выводу, что в этот период компании в основном выплачивали накопившиеся долги, а инвестиции осуществляли за счет выручки от продажи активов.

В предыдущие годы инвестиции в большей степени были обеспечены долговым финансированием. В связи с этим общая накопленная задолженность рассмотренных 54 компаний составила \$55,3 млрд. И хотя доходы выросли за последний год благодаря повышению цен на нефть, чистая прибыль увеличивалась медленнее из-за роста производственных издержек.

Эти 54 компании ведут операции главным образом в континентальных штатах США, но часть из них участвует в проектах в Мексиканском заливе, на Аляске и в других странах. Их общая добыча в первом квартале 2017 года составила \$5,3 млн барр/сут.

Капзатраты данных компаний за указанный период достигли \$16 млрд. Это на \$8 млрд ниже среднеквартального показателя 2012–2016 годов, но почти на \$3 млрд выше, чем в первом квартале 2016 года. Многие компании объявили, что ожидают увеличения инвестиций по итогам 2017 года. Главным образом это отразится на росте числа задействованных буровых установок.

С начала 2016 года рассматриваемые компании сократили объем задолженности на \$1,4 млрд. Отношение долгосрочной задолженности к акционерной стоимости снизилось с 88 до 80% между первым кварталом 2016 года и первым кварталом 2017-го.

В анализируемый период компании получили значительный объем наличности за счет продажи активов. Например, Anadarko Petroleum продала активы на плее Eagle Ford компании Sanchez Energy and Blackstone Group на сумму \$2,3 млрд. ConocoPhillips также объявила о крупных продажах активов в канадских нефтяных песках, а также в газовой отрасли США. Компании предпочитают осуществлять эти операции за наличные, чтобы реструктуризировать портфель проектов и инвестировать там, где они видят свое конкурентное преимущество.

не на нефть, а также коррелирует с денежным потоком компаний. В бассейне Permian операторы проектов поддерживают положительный денежный поток благодаря снижению затрат и повышению производительности. Большую роль также играет тот факт, что значительный объем будущей добычи захеджирован при цене, превышающей \$50/барр. Доступный денежный поток может привести к дальнейшему росту числа бу-

ровых установок в регионе, несмотря на снижение цен на нефть.

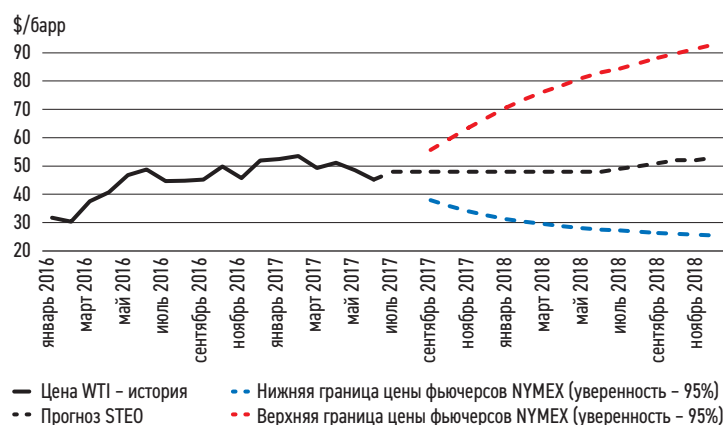
Джон Кемп из Reuters проанализировал отчетность 15 крупнейших американских сланцевых компаний за первое полугодие 2017 года и пришел к заключению, что по состоянию

ЕІА ПОЛАГАЕТ, ЧТО В 2018 ГОДУ ПРОИЗВОДСТВО НЕФТИ В США ДОСТИГНЕТ РЕКОРДНОГО ЗНАЧЕНИЯ — 9,9 млн барр/сут. ЭТО НА 300 тыс. барр/сут. БОЛЬШЕ ПРЕДЫДУЩЕГО РЕКОРДА, УСТАНОВЛЕННОГО В 1970 ГОДУ

на середину года цена безубыточности добычи сланцевой нефти составляет около \$50/барр. Между апрелем и июнем котировки WTI равнялись в среднем \$48/барр. В результате чистый убыток этих компаний за три месяца достиг \$470 млн. Тем не менее общие убытки компаний заметно снизились — в первом квартале они составляли \$3,7 млрд, а за аналогичный период прошлого года — \$7,4 млрд.

Некоторые компании заявляют, что могут работать с прибылью при цене ниже \$50 и даже \$40/барр. Однако Гарольд Хэмм, глава Continental Resources, крупного производителя в Северной Дакоте и Оклахоме, ска-

Июльский краткосрочный прогноз цены на нефть на американском рынке



Источник: EIA STEO, July 2017

Новые технологии добычи

Технологии добычи сланцевого газа и нефти труднопроницаемых коллекторов по отдельности были известны и до сланцевого бума. Это горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта. Но их сочетание и адаптация к условиям конкретных формаций стали импульсом к сланцевой революции.

В дальнейшем каждый технологический элемент развивался и дополнялся новшествами из смежных отраслей. Одну из ключевых ролей сыграли современные цифровые технологии. Они позволили организовать процесс поиска наиболее выгодных участков для бурения, а также контролировать само бурение. В итоге резко повысилась предсказуемость его результатов.

Кустовое бурение (Pad Drilling)

Более 58% скважин на нетрадиционных залежах в США пробурены с использованием многоствольного кустового бурения. Это распространенная практика для основных плеев: Bakken, Eagle Ford, Permian, Marcellus, Niobrara, Fayetteville, Haynesville и Woodford.

Сначала на участке пробуривается сеть вертикальных скважин, а потом горизонтальные стволы. В результате стоимость скважины снижается на 15–30%, значительно сокращается количество дней на бурение.

Повторный ГРП (Refrac)

Компания Halliburton представляет услугу по повторному ГРП Activate SM. В результате его применения операторы зафиксировали увеличение на 80% извлекаемых запасов на скважину, снижение на 66% затрат на баррель добычи по сравнению с новыми скважинами. Кроме того, имеется потенциал увеличения КИН на 25%.

Компания Devon Energy объявила о своих успехах в проведении повторных гидроразрывов на старых скважинах. Добыча выросла на 340%, расходы оказались на 20% ниже ожидаемых. Эксперимент проводился в течение 2015 года на плее Barnett — в колыбели сланцевой революции. Опыт был поставлен на газовых скважинах, но, вероятно, данный метод имеет перспективы и на нефтяных. Добыча на Barnett падает уже четвертый год, там накоплено много отработавших скважин, поэтому методика оживления старого плеча заслуживает внимания.

Аналитические методы обработки данных

В США развивается бизнес специализированных аналитических компаний в области нефте- и газодобычи. Многие игроки отрасли сами разрабатывают методики работы с данными, которые держат в секрете. Свои технологии предлагают и крупные технологические корпорации.

В частности, Baker Hughes разработала технологию FracFit™, позволяющую собирать и анализировать данные для быстрой и эффективной оптимизации заканчивания и стимуляции сланцевых скважин. В результате ее применения добыча возрастает на 45%, эффективность операций — на 60%. Технологию можно применять на неоднородных породах. Возможно использование гидроразрыва с высоким давлением. Обеспечивается эффективное использование проппанта.

бывать» и «для устойчивой добычи требуется». Дальше начинается последовательность «если», о которых как раз и стоит порассуждать. Если мое предсказание окажется верным и цена опустится ниже \$40/барр, сланцевую индустрию ожидает новое испытание. И если она его преодолит, можно будет говорить о новом этапе развития сланцевой истории, которую стоит назвать «Сланцы 3.0». Есть все основания предполагать, что и на этот вызов будет найден достойный ответ, — если все пойдет по уже дважды опробованному пути.

Сланцы 1.0

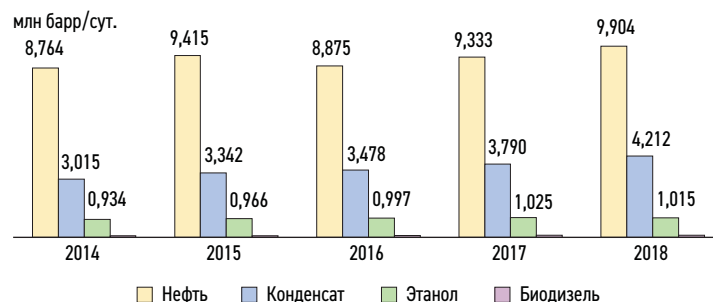
С первым конъюнктурным вызовом добыча сланцевого газа столкнулась в 2012 году. Тогда цена на газ в США опускались (в апреле) ниже уровня в \$2/млн БТЕ (1 МБТЕ примерно равен 1 тыс. ф³). А в среднем по году она составила \$2,8/млн БТЕ. Это стало серьезным шоком для добывающих компаний. Особенно после 2008 года, когда цена на Henry Hub подскакивала выше 13,5 \$/млн БТЕ (в марте), а в среднем по году была почти \$9/млн БТЕ (см. «Цена газа на американском рынке и добыча сланцевого газа...»).

До 2012 года считалось (на основе неофициальных заявлений отдельных компаний), что себестоимость добычи сланцевого газа составляет около \$4/тыс. ф³. Но когда этот показатель вдвое превысил рыночную цену, экономика таких проектов стала вызывать справедливые сомнения у наблюдателей. Тем не менее компании с демонстративным

зал, что для устойчивой добычи цена на нефть должна превышать \$50/барр. Это признание особенно значимо. Ведь раньше в презентациях для инвесторов Хэмм показывал, что может прибыльно работать при крайне низких котировках. Так, в 2015 году при средней цене \$31,48 Continental Resources получила прибыль в 61%. А в 2016 году при \$25,55/барр — 57%. Саудовскую Аравию Хэмм называл «беззубым тигром», который не сможет выдержать соревнование в эффективности нефтедобычи со сланцевыми компаниями США.

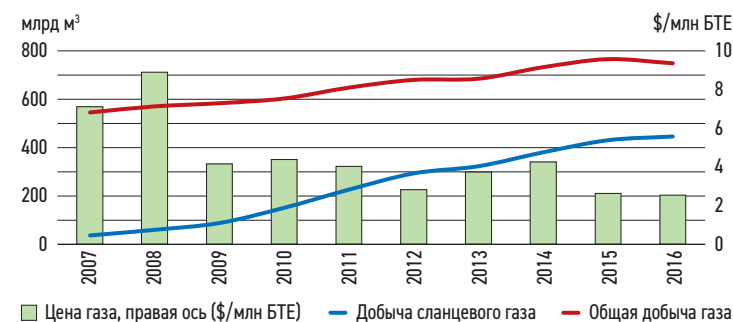
Надо, видимо, нащупать тонкую разницу между «можем выгодно до-

Добыча жидких углеводородов в США в 2014–2016 гг. и прогноз на 2017–2018 гг.



Источник: EIA STEO, July 2017

Цена газа на американском рынке и добыча сланцевого газа на фоне общей добычи газа в США



Источник: EIA

же сократились из-за уменьшения цен на топливо и стоимости сервисных работ на скважинах в большинстве регионов США.

Кроме того, стала меняться ценовая ситуация. В начале 2013 года газ преодолел отметку \$3,5/млн БТЕ и в течение года подошел к уровню \$4.

НЕКОТОРЫЕ КОМПАНИИ ЗАЯВЛЯЮТ, ЧТО МОГУТ РАБОТАТЬ С ПРИБЫЛЬЮ ПРИ ЦЕНЕ \$40/БАРР. НО НАДО НАЩУПАТЬ ТОНКУЮ РАЗНИЦУ МЕЖДУ «МОЖЕМ ВЫГОДНО ДОБЫВАТЬ» И «ДЛЯ УСТОЙЧИВОЙ ДОБЫЧИ ТРЕБУЕТСЯ»

спокойствием пережили период ценового спада, массовых банкротств не случилось.

Рецепт выживания, впрочем, быстро перестал быть секретом. Ключом к рентабельности добычи сланцевого газа стало производство сжиженных углеводородных газов (СУГ, в американской терминологии natural gas liquids, NGL). Они имеют значительно более высокую рыночную стоимость. В рамках упомянутых проектов добывалась также нефть. В период резкого падения цен на сухой газ (весной 2012 года) разница в нефтяных и газовых котировках достигла исторического максимума. Так, нефть марки Brent в долларах за тепловую единицу была дороже газа почти в 12 раз!

Этот ценовой разрыв объясняет начавшуюся в США очередную революцию — стремительный рост добычи сланцевой нефти. Технологии горизонтального бурения и гидроразрыва пласта, усовершенствованные для добычи сланцевого газа, оказались весьма эффективными для извлечения сланцевой нефти и жирного газа (содержащего высшие углеводороды — пропан, бутан и т.д.). В результате крупные сланцевые залежи (плеи), которые раньше вообще не рассматривались как потенциальный источник углеводородов, одна за другой стали обретать статус перспективных месторождений.

Зависимость рентабельности добычи сланцевого газа от содержания жидких фракций была обнародована компанией Chesapeake Energy. В ее отчете за третий квартал 2011 года обратило на себя внимание следующее обстоятельство. Жидкие фракции природного газа составили все-

го 17% общей добычи, но при этом принесли 40% выручки. С тех пор именно жидкая составляющая стала диктовать компаниям экономические приоритеты.

Тем не менее рост добычи в 2012 году продолжился не только на самых привлекательных полях, содержащих жирный газ. Повышение эффективности бурения новых скважин (а не наращивание числа буровых установок) стало основной движущей силой увеличения добычи.

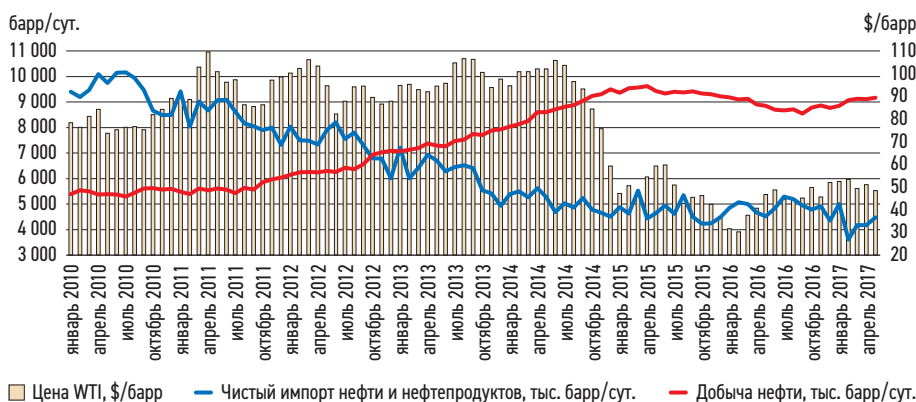
Эксплуатационные расходы на производство сланцевого газа и трудноизвлекаемой нефти росли с 1990-х годов и резко обвалились в 2009-м. Высокие цены на нефть и газ в первой половине 2008 года сменились падением, в результате чего снизился спрос на оборудование и, соответственно, стоимость его аренды. Эксплуатационные затраты так-

В результате сложилась парадоксальная ситуация: газ и газовые жидкости стали меняться местами. Если в начале 2012 года извлечение жирного газа было спасением для компаний, то уже в конце года добыча собственно газа стала приближаться к точке безубыточности.

КЛЮЧОМ К РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА СТАЛО ПРОИЗВОДСТВО СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ. ОНИ ИМЕЮТ ЗНАЧИТЕЛЬНО БОЛЕЕ ВЫСОКУЮ РЫНОЧНУЮ СТОИМОСТЬ

Почему так произошло? После того как компании в целях сохранения рентабельности сократили добычу газа и увеличили производ-

Добыча и чистый импорт нефти в США и цены WTI



Источник: EIA, DrillingInfo

Финансово-промышленные партнерства

Создание совместных предприятий между добывающими компаниями из США и зарубежными инвесторами происходило на первом этапе сланцевого бума. Теперь обозначилась новая тенденция — образуются временные партнерства между игроками сланцевой отрасли и финансовыми группами с Wall Street с целью привлечь деньги в новое бурение.

За 2015 год американские нефтегазовые компании привлекли инвестиции в совместные предприятия в объеме не менее \$1,4 млрд. В декабре 2015 года подразделение Fortress Investment Group предоставило компании National Fuel Gas финансирование в объеме \$380 млн для бурения скважин в Пенсильвании. В июле кредитное подразделение Blackstone Group LP выделило такой же кредит компании Linn Energy LLC.

Такие партнерства работают по простой схеме. Инвестор платит за бурение определенного числа скважин, и ему временно предоставляется контрольный пакет акций этих объектов. После получения заранее оговоренной прибыли, финансист возвращает право контроля обратно нефтяникам.

Подобные схемы имеют смысл при низких ценах на сырье, поскольку другие способы финансирования означали бы для нефтяных компаний потерю активов. В свою очередь, частные финансовые компании заинтересованы в инвестициях в нефтяной сектор. За последние годы они получили за счет сделок в отрасли не менее \$100 млрд.

Примеров подобных сделок множество. Так, ArcLight Capital Partners и Rex Energy договорились о финансировании в размере \$67 млн в целях наращивания добычи. Legacy Reserves пробурила по крайней мере шесть скважин в бассейне Permian, после того как получила финансирование в объеме \$150 млн в рамках партнерства с TPG.

Но временные партнерства не всегда спасают нефтяников. Так, Magnum Hunter Resources привлекла \$430 млн на бурение за четыре месяца до того, как объявить о банкротстве в декабре 2015 года.

ство нефти и СУГ, рынок отреагировал на это переменной тренда. И уже повышающиеся цены на газ начали улучшать финансовые показатели компаний.

Тайна за семью печатями

Устойчивость компаний к неблагоприятной конъюнктуре породила разные предположения. Одни эксперты полагали, что недропользователи добывают газ себе в убыток и, соответственно, рост производства прекратится, когда исчерпают себя

жен рано или поздно лопнуть, имели под собой некоторые основания.

В частности, в пользу этих предположений говорило то, что компании не спешили раскрывать данные об экономике добычи нефти и газа. То есть публичные корпорации, разумеется, подавали необходимые данные в Комиссию по ценным бумагам США (SEC), а также выпускали годовые отчеты и презентации для инвесторов. В этих отчетах приводились экономические показатели, но не показывались экономика добычи отдельных видов УВС, ценовые цепочки и структура затрат. Поэтому невозможно было определить, где именно они зарабатывают, а где и на чем теряют деньги.

Технологические компании заявляли об успехах в разработке новых методов бурения и заканчивания скважин, позволяющих в разы снизить капитальные вложения операторов сланцевых проектов. Но никаких прайс-листов никто из них не публиковал. Поэтому было неясно, сколько данная технология стоит сейчас, сколько стоила ее предшественница два года назад и какие экономические эффекты дает ее применение.

Забегая вперед, скажем, что и сейчас технологические компании не злоупотребляют публикацией

экономических параметров своих технологий. Но хотя бы какие-то цифры теперь доступны из презентаций добывающих предприятий.

Представители компаний — как нефтегазовых, так и технологических — объясняли такую скрытность не только стремлением сохранить свои коммерческие секреты, но и нежеланием навлекать на себя подозрения в ценовом сговоре. Если, говорили они, какая-то корпорация объявит цену применения определенной технологии, остальные могут понять это как предложение придерживаться данного ценового уровня.

Тем не менее уже к 2012 году анализ экономики добычи сланцевого газа показал, что это очень динамичный бизнес. Высокие капитальные вложения приводят к значительному уровню начальной добычи, который, несмотря на резкое снижение в первые годы, обеспечивает быстрый возврат инвестиций. Стремительное развитие технологий привело к столь быстрому росту эффективности производства сырья, что это сделало выгодным даже извлечение сухого газа в условиях низких рыночных цен.

Сланцы 2.0

Второе испытание ожидало сланцевый бизнес в период резкого падения нефтяных цен в 2014–2015 годах. Добыча нефти в США уже не имела возможности для перекрестного субсидирования — как в случае сланцевого газа в 2012 году. Вся надежда была на развитие технологий, и они не подвели.

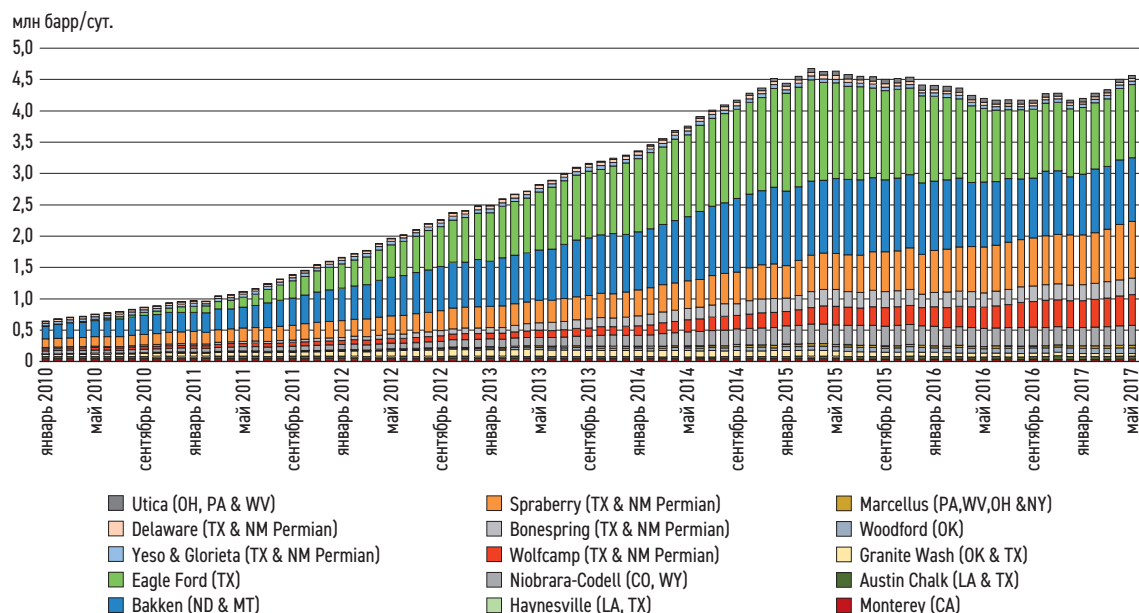
Оказалось, что каждое технологическое усовершенствование в бурении, заканчивании скважин, использовании методов компьютерного моделирования и работы с большими данными повышало эффективность операций на десятки процентов в годовом исчислении. Росли объемы добычи и скорость операций, снижались капитальные затраты и операционные издержки и т.п. В сумме это давало такой темп увеличения эффективности добычи УВС, который позволял сохранять рентабельность операций даже в условиях резкого падения нефтяных цен.

В этом заключается главная причина того, что снижение добычи в США происходило значительно более медленными темпами, чем со-

ОДНИ ЭКСПЕРТЫ ПОЛАГАЛИ, ЧТО НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛИ ДОБЫВАЮТ ГАЗ СЕБЕ В УБЫТОК. ДРУГИЕ ЖЕ ВЫСКАЗЫВАЛИ ПОДОЗРЕНИЯ ПО ПОВОДУ КАКОГО-ТО НЕЯВНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ НЕРЕНТАБЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ СО СТОРОНЫ ГОСУДАРСТВА

механизмы хеджирования. Другие же высказывали подозрения по поводу какого-то неявного субсидирования нерентабельной добычи со стороны государства. В любом случае, представления о сланцевой индустрии, как о пузыре, который дол-

Добыча сланцевой нефти по разным формациям



Источник: EIA

крашалось число действующих буровых установок. Их количество, согласно данным Baker Hughes, уменьшилось к 1 апреля 2016 года до 450 штук. Более чем двукратное за год сокращение числа БУ привело к падению производства нефти, которое началось в мае 2015 года.

Добыча нефти в 48 континентальных штатах США из новых скважин, пробуренных с начала 2014 года, составила 48% от общего производства в 2015 году. Для сравнения: в 2007 году новые скважины обеспечивали 22%. Такой рост произо-

шел благодаря развитию технологий бурения.

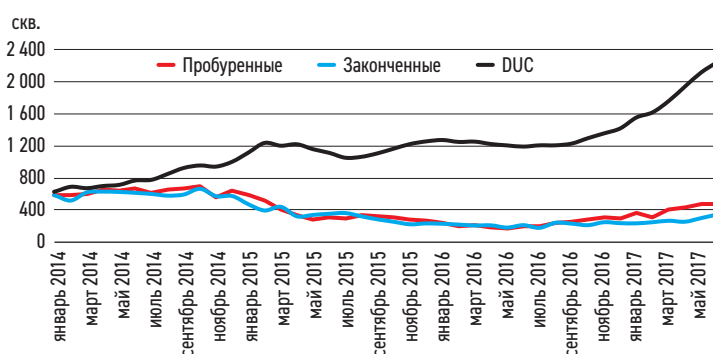
Тем временем добыча нефти плотных пород выросла с 0,5 млн барр./сут. в 2009 году до 4,6 млн барр./сут. в мае 2015-го. А затем падение нефтяных цен привело к началу сокращения производства. К декабрю 2015 года этот показатель уменьшился по сравнению с маем на 8%. При этом более 80% этой добычи обеспечили плеи Eagle Ford и Bakken, а также бассейн Permian. Добыча сланцевой нефти из новых скважин позволила США в 2015 году продемонстрировать более вы-

сокие результаты, чем годом ранее, — 9,43 млн барр./сут. против 8,71 млн (см. «Добыча сланцевой нефти по разным формациям»).

Стоимость скважин в США с 2012 по 2015 год снизилась на 25–30%. Об этом говорится в докладе IHS Global Inc., опубликованном EIA в марте 2016 года. Были проанализированы операции на плеях Bakken, Eagle Ford и Marcellus, а также на формациях Midland и Delaware бассейна Permian.

БУРОВИКИ УЖЕ СПИСАЛИ НИЗКОСКОРОСТНЫЕ БУ И ПЕРЕОРИЕНТИРОВАЛИСЬ НА ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БЫСТРЫХ, КОТОРЫЕ ЛЕГЧЕ НАХОДЯТ УЧАСТКИ С МАКСИМАЛЬНОЙ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ

Рост числа пробуренных, законченных и незаконченных (DUC) скважин



Источник: EIA Drilling Productivity Report, July 2017

Стоимость гидроразрыва упала более чем на 40%, хотя среднее число его стадий выросло с 20 до 25. Обвал нефтяных цен и растущий объем добычи вынудили добывающие компании снизить общую стоимость скважин на 15–18% по сравнению с уровнем 2014 года. В 2016-м она сократилась еще на 3–5%.

Ставки аренды буровых установок упали с 2014 года на 25–0%, оборудо-

вания для гидроразрыва — на треть. Средняя стоимость скважины на плее Bakken снизилась с \$7,1 млн в 2014 году до примерно \$5,9 млн в 2015-м. На Eagle Ford — с \$7,6 до \$6,5 млн, на Marcellus — с \$11,1 до \$6,1 млн, Midland — с \$7,7 до \$7,2 млн, Delaware — с \$6,6 до \$5,2 млн.

Лидеры сланцевой отрасли продемонстрировали в 2015 году и другие технологические достижения:

- число стадий гидроразрыва достигло 50;
- плотность стадий ГРП сокращена до 15 футов (3 метров);
- концентрация проппанта увеличилась до 2 тыс. фунтов на фут (почти 3 тонн на метр);
- началось использование CO₂ для закачки в скважины после гидроразрыва для увеличения добычи.

Цена безубыточности для операций в бассейне Permian с разделением по плеям (формациям) и геологическим горизонтам (tiers)*

Плей	Горизонт 1	Горизонт 2	Горизонт 3
Delaware — Bone Spring	\$22,77	\$39,64	\$71,12
Delaware — Wolfcamp	\$23,41	\$41,28	\$66,50
Midland — Spraberry	\$31,49	\$49,85	\$85,91
Midland — Wolfcamp	\$29,06	\$57,13	\$100,00
Delaware — Spraberry	\$31,49	\$49,88	\$69,68
Delaware — другие	\$36,08	\$68,95	\$87,42
NW Shelf — Bone Spring	\$39,59	\$60,17	\$100,00
Midland — другие	\$51,49	\$100,00	\$100,00
Central Basin Platform	\$62,59	\$100,00	\$100,00
NW Shelf — Wolfcamp	\$62,90	\$100,00	\$100,00
NW Shelf — другие	\$64,18	\$100,00	\$100,00

* При условии, что цена газа на Henry Hub принята за \$3,5/млн БТЕ, а минимально допустимая норма доходности (MARR) составляет 20%

УЛУЧШИВШАЯСЯ РЫНОЧНАЯ КОНЬЮНКТУРА В НАЧАЛЕ 2017 ГОДА ПОВЛЕКЛА ЗА СОБОЙ РОСТ БУРОВОЙ АКТИВНОСТИ ПО ВСЕМ ПЛЕЯМ, НО ГЛАВНЫМ ОБРАЗОМ В БАССЕЙНЕ PERMIAN

Разные компании используют различные технологии для увеличения добычи в условиях низких цен на нефть. Так, Pioneer Natural Resources сокращает расстояние между стадиями гидроразрыва. В четвертом квартале 2015 года компания уменьшила длину стадии на 60%, добавив один гидроразрыв на стадию. Она также увеличила объем закачиваемой жидкости — с 30 до примерно 36 барр/фут для всех своих скважин. Это привело к увеличению начального дебита по сравнению с предыдущим кварталом более чем на 15%, до 2,2 тыс. барр/сут. на 22 скважинах в бассейне Permian.

EOG Resources бурит экстремально плотные породы, Whiting Petroleum, Continental Resources и Devon Energy используют большее количество песка (проппанта) для гидроразрыва. В частности, Devon закачивает около 2,5–2,7 тыс. фунтов на фут длины горизонтального участка, что увеличивает первоначальный дебит до 50%.

В результате применения новых технологий Continental Resources увеличила оценочные извлекаемые запасы в расчете на одну скважину (EUR) до 1,7 млн барр н.э. Цель ком-

пании — довести стоимость пробуренной и законченной скважины до \$10 млн при длине горизонтального участка до 9,8 тыс. футов (3,3 тыс. метров). Это позволит обеспечить 55%-ю рентабельность при цене WTI \$40/барр и газа \$2,25/тыс. ф³.

Hess Corp. увеличила общее число стадий гидроразрыва примерно на 40% — до 50. Это дало более чем 20%-й прирост среднего начального дебита при практически тех же затратах.

Кроме того, буровики уже списали низкоскоростные БУ и переориентировались на использование быстрых, которые легче находят участки с максимальной продуктивностью (sweet spots).

Об этом компании заявляли уже в опубликованных результатах работы за четвертый квартал 2015 года. Применение новых технологий позволило им увеличить начальный дебит скважин на величину от 5 до 50%.

Перелом 2017 года

Улучшившаяся рыночная конъюнктура в начале 2017 года повлекла за собой рост буровой активности по всем плеям, но главным образом в бассейне Permian. В этом регионе сконцентрировано около 40% буровых установок, работающих в США. Наименьшее число действующих БУ в стране было зафиксировано 20–27 мая 2016 года — 404 единицы. С тех пор к началу августа оно выросло на 550 штук, из которых 242 было прибавлено

на Permian (см. «Рост числа пробуренных, законченных и незаконченных скважин»).

При этом экономические показатели работы в бассейне Permian сильно различаются в зависимости от местоположения лицензионного участка и геологического горизонта. Эти различия обеспечили прибыльность добычи на отдельных формациях даже в условиях низких цен на нефть (см. «Цена безубыточности для операций в бассейне Permian...»).

На протяжении последних двух лет многие операторы Permian Basin заявляли о возможности выгодно добывать нефть при цене около \$30/барр. По данным аналитиков Barclays, цена отсечения в среднем по Permian составляет \$43/барр. В верхних и средних частях округов Midland, Martin и Howard она опускается до \$35/барр. Значительный рост производства в регионе начался при цене от \$45 до \$50/барр.

В бассейне Permian в условиях стабилизации нефтяных цен и роста числа буровых установок отмечен ажиотажный спрос на лицензионные участки со стороны как крупнейших компаний, так и независимых операторов. В 2016 году там было проведено сделок слияния и поглощения (M&A) более чем на \$20 млрд. А с начала 2014 года, по данным Wood Mackenzie, их было осуществлено на \$43 млрд — больше, чем на всех остальных сланцевых плеях вместе взятых. Сделки включают в себя приобретения одними компаниями других, а также покупку лицензионных участков.

В конце 2016 и начале 2017 года было проведено несколько крупных M&A сделок среди операторов, работающих в бассейне Permian (особенно в пределах плеча Delaware). Так, в январе нынешнего года ExxonMobil потратила \$5,6 млрд на увеличение своих запасов до 6 млрд барр. н.э. Parsley Energy вложила \$607 млн в покупку дополнительных лицензионных площадей в бассейнах Midland и южная часть Delaware. Noble Energy приобрела у Clayton Williams Energy площади в бассейне Delaware за \$2,7 млрд. Halcón Resources Corp. потратила \$705 млн на участки плеча Delaware бассейна Permian.

В период низких цен большинство сделок M&A заключалось в регионах с самой низкой себестоимостью добычи. В результате стоимость акра на Permian выросла до \$50 тыс. Когда компании платят такие деньги за лицензионные участки, они надеются, что затраты окупятся. Поэтому они ускоренными темпами начинают разработку. В январе нынешнего года средняя стоимость акра на Permian равнялась \$30 тыс.

По сведениям агентства Hart Energy, в январе 2017 года капитальные затраты на Permian и других сланцевых плечах выросли на 50% по сравнению со средними значениями за 2016 год. Многие операторы, которые снижали издержки в условиях низких цен на нефть, готовятся к волне инфляции, которая может поднять себестоимость барреля на 10–15%.

Инфляция затрат распределяется по всей цепочке — здесь и тарифы

на аренду буровых установок, и стоимость ГРП, проппанта, транспортировки и т.д.

Цены на сервисные услуги растут не только на Permian, но и на плечах Stack в Оклахоме, Bakken в Северной Дакоте, Eagle Ford в Техасе. Компания Sanches Energy Corp., работающая на Eagle Ford, прогнозирует, что инфляция затрат достигнет 18%.

На пороге нового этапа

EIA отмечает снижение производительности бурения в бассейне Permian (определяется как добыча нефти из новых скважин в расчете на одну буровую установку). К июню 2017 года

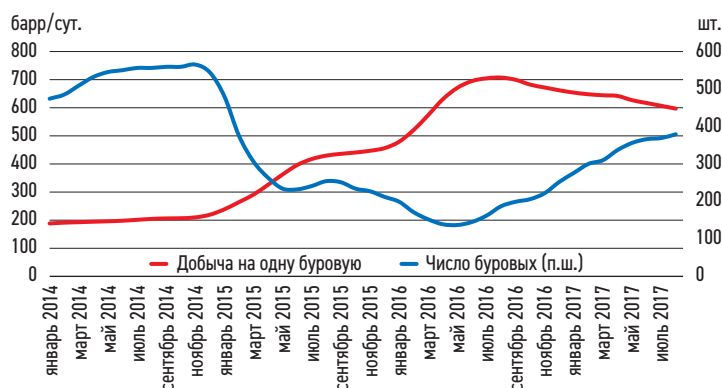
она сокращалась десятый месяц подряд. Это происходило из-за роста числа пробуренных, но незавершенных скважин — DUC (см. «Эффективность бурения в бассейне Permian...»).

В БАСЕЙНЕ PERMIAN В УСЛОВИЯХ СТАБИЛИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ ЦЕН И РОСТА ЧИСЛА БУРОВЫХ УСТАНОВОК ОТМЕЧЕН АЖИОТАЖНЫЙ СПРОС НА ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ СО СТОРОНЫ КАК КРУПНЕЙШИХ КОМПАНИЙ, ТАК И НЕЗАВИСИМЫХ ОПЕРАТОРОВ

Задержки с заканчиванием скважин и введением их в эксплуатацию связаны с транспортными ограничениями. А также с тем, что компании предпочитают оптимизировать схемы работы. Сначала пробуривается большое число скважин в пределах отдельных участков, и только потом проводится выборочное заканчивание.

ЗА УВЕЛИЧЕНИЕМ ДОБЫЧИ НЕФТИ В США В 2017 ГОДУ ПОСЛЕДУЮТ ЕЕ ВЫРАВНИВАНИЕ И СТАБИЛИЗАЦИЯ (В 2018 ГОДУ). ЭТО БУДЕТ РЕЗУЛЬТАТОМ СНИЖЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЦЕН И ОТНОСИТЕЛЬНОГО УМЕНЬШЕНИЯ ОБЪЕМА ХЕДЖИРОВАНИЯ

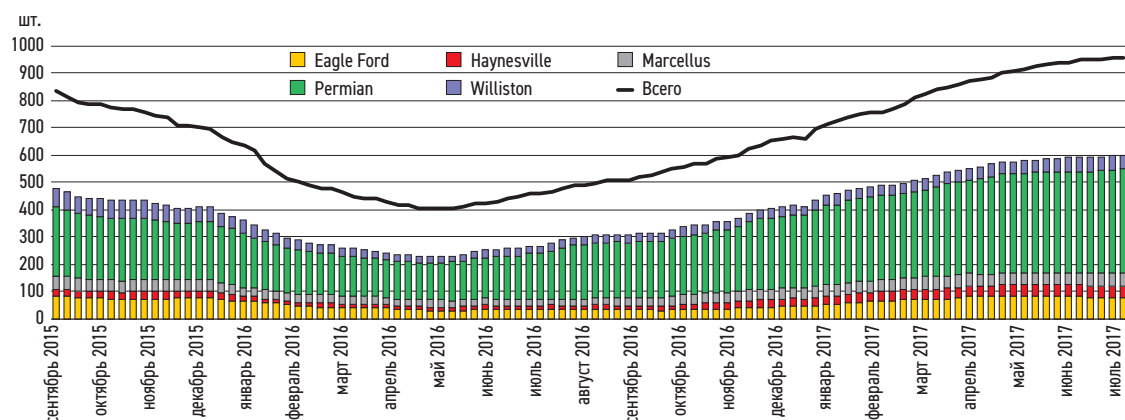
Эффективность бурения в бассейне Permian: добыча на новых скважинах в расчете на одну буровую установку (барр/сут.) и число задействованных буровых



Источник: EIA Drilling Productivity Report, July 2017

Кроме того, компании продолжают экспериментировать с технологиями заканчивания скважин, пытаются увеличить первоначальную добычу. Этот

Число задействованных буровых установок в США, всего и по основным plays



Источник: Baker Hughes

показатель в бассейне Permian продолжает расти год от года.

По прогнозу IHS Markit, за увеличением добычи нефти в США в 2017 году последуют ее выравнивание и стабилизация (в 2018 году). Это будет результатом снижения нефтяных цен и относительного уменьшения объема хеджирования. Соответственно, быстрый рост числа буровых установок в начале 2017 года сменится столь же быстрым сокращением этого количества к концу текущего года и в 2018-м. И хотя нефтяные котировки меняются незначительно, для буровой активности и добычи это будет критическим фактором.

Затраты на бурение в США растут медленнее, чем увеличивается число задействованных БУ. Стоимость бурения выросла на 8% в июне 2017 года по сравнению с минимальным значением, достигнутым в ноябре

2016-го. Число буровых увеличилось с минимума в 404 единицы в мае 2016 года до 952 в начале июня 2017-го (см. «Число задействованных буровых установок в США...»).

Перед тем как стоимость бурения начала повышаться, она упала на 34% (между мартом 2014 года и ноябрем 2016-го). Рост год к году впервые был зафиксирован в марте 2017-го, а в июне бурение стоило на 3% дороже, чем годом ранее.

Стоимость сервисных услуг меняется циклически и следует за динамикой числа задействованных буровых установок с лагом в несколько месяцев. Но до сих пор удорожание бурения было весьма умеренным по сравнению с ростом буровой активности.

Вместе с тем затраты на бурение остаются относительно низкими из-за высокой конкуренции в отрасли: вла-

дельцы установок вынуждены предоставлять большие скидки операторам проектов, чтобы получать контракты.

В начале лета 2016 года в США было в наличии 2100 буровых установок, но работали из них только 22% (455 единиц). Это оказалось самым низким показателем за более чем 60 лет. Для сравнения: в 2014 году он составлял 70%, в 2015-м — 51%. В результате добывающие компании смогли в 2016 году заключить очень выгодные договора на бурение в 2017-м.

Публикуя отчеты по итогам работы в первом полугодии 2017 года, американские компании стали объявлять о сокращении бюджетов на текущий год. Они снижают капитальные затраты, признав, что первоначальные планы были слишком агрессивными, не учитывающими падение нефтяных цен. Первыми жертвами такого секвестра стали сервисные компании. Акции Halliburton подешевели за первую неделю августа более чем на 5%.

Но снижение затрат не означает сокращения числа задействованных буровых установок. К тому же продолжается рост эффективности бурения в США. А это означает, что добывающие компании могут получать больше с меньшими затратами.

Скоро мы станем свидетелями очередной схватки между странами «ОПЕК и Ко.» и производителями нефти из США. Какие инструменты будут задействованы американцами, как они покажут свою эффективность? Это и определит содержание этапа, который уже сегодня можно обозначить как Сланцы 3.0. □

СЛАНЦЫ ПО-РОССИЙСКИ

Минэнерго РФ объявило тендер по подготовке программы создания новых перспективных технологий освоения нефти баженовской свиты. В техническом задании отмечается, что запасы бажены могут достигать от 10 до 20 млрд тонн, тогда как за всю историю нефтяной промышленности страны было добыто 22,7 млрд тонн.

«США вели разработку технологий добычи сланцевых нефти и газа более 30 лет и инвестировали в них более \$30 млрд. Россия обязана решить эту задачу для баженовской свиты максимум за 7–10 лет при существенно меньших инвестициях», — отмечается в документе. Однако министерство предупреждает: «Простое заимствование или модернизация американских технологий проблему баженовской нефти не решит».

Победитель тендера обязан подготовить предложения для проекта программы исследования баженовской свиты. Сама программа должна содержать перечень геолого-геофизических и научных исследований, уточняющих геологическую модель баженовской свиты и повышающих достоверность оценки ресурсов нефти и газа в ней.

Интерфакс – АНИ



С Днем нефтяника!

Уважаемые работники нефтяной, газовой и топливной промышленности! Примите сердечные поздравления с Вашим профессиональным праздником!

Становление и развитие топливно-энергетического комплекса насчитывает много лет, и движение вперед только ускоряется! Желаем Вам новых возможностей и открытий! Пусть слова «инновационный», «прогрессивный», «уникальный» ассоциируются с Вашей работой и гарантируют успех!

С уважением, ГК «Миррико»



ОТ ЛАБОРАТОРИИ ДО СКВАЖИНЫ

Что мешает трансферу технологий в нефтегазовом комплексе?



Современная энергетика невозможна без передовых инновационных решений. Сегодня Россия занимает ведущие позиции в мире по объемам углеводородных ресурсов, их добыче и экспорту. Однако, чтобы сохранить это лидерство, она должна находиться в авангарде научно-технологического прогресса в нефтегазовом комплексе. К сожалению, пока наблюдается отставание в этой сфере.

В России не получили должного развития механизмы венчурного инвестирования инновационных разработок, широко применяемые во многих странах. На фоне кризисных явлений объемы венчурного капитала и венчурных сделок в 2016 году заметно сократились.

Недостаточно большую роль в инновационной деятельности, в сравнении с развитыми государствами, у нас играет вузовская наука. Отечественным вузам не всегда удается найти общий язык с компаниями НГК, наладить с ними полноценный трансферт технологий.

Государство по мере сил оказывает поддержку авторам инновационных идей. Но зачастую ее получению мешают излишние бюрократические препоны.

Для обеспечения устойчивого инновационного процесса необходима более плотная совместная работа всех его участников — государства, научных и образовательных учреждений, компаний отрасли.

ИЛЬЯ БЫКОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»

На прошедшем в Москве Национальном нефтегазовом форуме среди традиционно обсуждаемых тем неожиданно активную дискуссию вызвала проблема трансфера инноваций от их разработчиков до компаний-потребителей.

Каким образом предприятия ТЭК получают новые технологии, насколько эффективно работает цепочка наука–производство, как сотрудничают научные коллективы, вузы и коммерческие предприятия? К сожалению, пока в этой области больше вопросов, чем ответов.

Венчурные инвестиции

Во многих промышленно развитых странах происходит трансформация модели переноса технологий от науки к бизнесу (или, другими словами, технологического трансфера). Нефтегазовый комплекс — одна из наиболее статичных отраслей, и не только в России, но и во всем мире. Однако даже и здесь происходит постепенный переход от консервативной схемы «университет — научный центр — корпорация» к более современным моделям.

Ключевую роль при разработке технологических решений начинают играть малые инновационные компании, так называемые стартапы. Они в определенный момент вступают либо в конкурентные, либо в партнерские отношения с крупными корпорациями.

Но существует миф о том, что любящая малая компания стремится стать мировым лидером в какой-то конкретной области. По словам Евгения Кузнецова, экс-заместителя генерального директора РВК, лишь одно малое предприятие из 20 выходит на IPO.

Второй важной тенденцией является формирование системы корпоративных венчурных фондов. Так, в США объем сделок с их участием

составляет примерно четверть от всего числа венчурных операций.

Венчурная деятельность направлена на временное объединение капиталов нескольких юридических и (или) физических лиц для создания небольших, но весьма мобильных и эффективных предприятий по доводке и коммерческой реализации отдельных инновационных проектов.

Особенность венчурной деятельности в инновационной сфере заключается в том, что частные компании вкладывают свои средства в новые разработки без каких-либо гарантий на успех. Поэтому венчурный капитал чаще направляется в те отрасли, где есть возможность быстрой и прибыльной реализации наукоемкой продукции, на которую уже есть или только формируется ажиотажный спрос.

Именно по этой причине прочное первое место по объемам венчурного финансирования в мире занимает сфера IT. Второе и третье места, соответственно, занимают биотехнологии и промышленные технологии.

По данным РВК, основным рынком венчурного капитала остаются США. Там объем венчурных фондов достигает \$34 млрд. Спецификой американских корпоративных венчурных фондов является финансирование проектов на самых ранних, «посевных» стадиях. Это позволяет впоследствии отслеживать динамику их развития и получать доступ к самым «свежим» технологиям, процессам и т.д. Таким фондам гораздо легче найти покупателя проекта на стадии его готовности. Подобная схема дает возможность эффективно реализовывать сложные проекты, постепенно снижая долю IT и увеличивая долю промышленных технологий в общем объеме венчурных инвестиций.

Для американских венчурных фондов остаются привлекательными отрасли программного обеспечения, биотехнологий и медиа. На них приходится более половины всех проектов.

Венчурная деятельность активно развивается не только в США, но и в КНР. Китайские фонды являются сейчас одними из самых активных в мире. Общий их объем, по данным J'Son & Partners Consulting, — порядка \$9 млрд.

Европейский рынок несколько уступает китайскому и составляет примерно \$5 млрд. Причем показывает негативную динамику. Там вен-

чурные инвестиции распределяются достаточно равномерно между отраслями. Они идут в основном в информационно-коммуникативный сектор, интернет-технологии, компьютерные комплектующие, биотехнологии и медицинское оборудование.

Российские тенденции

Процессы, происходящие в мировой экономике, отражаются и на динамике российского венчурного рынка. Прорывным для него стал 2012 год, выведший РФ на 2-е место в Европе и 5-е в мире с объемом в \$1,2 млрд.

Позитивной тенденцией последних лет стало увеличение числа и объемов фондов «посевных» инвестиций. На этой стадии в России, помимо частных и государственных венчурных фондов, государственных институтов развития, активно работают и так называемые бизнес-акселераторы. Они могут как выделять собственные инвестиции, так и привлекать средства партнерских венчурных фондов.

На динамику развития венчурного рынка России в последние годы оказывают влияние общий спад деловой активности, неопределенность прогнозов ключевых макроэкономических показателей и обесценение рубля. Это привело к резкому сокращению объема венчурного капитала в РФ — с \$2,19 млрд в 2015 году до \$0,41 млрд в 2016-м.

Несмотря на небольшой рост числа венчурных сделок (со 180 до 184), их суммарная стоимость уменьшилась за год с \$232,6 до \$165,2 млн, а средний размер снизился с \$1,5 до \$1,1 млн.

Традиционным лидером по количеству сделок и сумме привлеченных инвестиций остается сектор информационных технологий (90 и 70%, соответственно). Сегмент промышленных технологий по-прежнему невелик. Однако количество сделок в нем за год увеличилось с 15 до 21, хотя объем привлеченных инвестиций снизился с \$8,6 до \$6,1 млн. Средняя сумма сделки уменьшилась на 49% и составила \$0,29 млн.

Очевидно, что в сложившейся ситуации не стоит ждать быстрого роста венчурных инвестиций в промышленность. Разработчикам новых продуктов и технологий необходим весь возможный спектр поддержки со стороны бизнеса и государства.

Только так можно обеспечить внедрение инноваций в промышленное производство в целом и в нефтегазовую отрасль в частности.

Вузы — генераторы идей

Большую роль в развитии технологий во всем мире играет вузовская наука. Как же обстоят с этим дела в России? По мнению Сергея Гладких из Уфимского государственного нефтяного технического университета

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС — ОДНА ИЗ НАИБОЛЕЕ СТАТИЧНЫХ ОТРАСЛЕЙ. НО И ЗДЕСЬ ПРОИСХОДИТ ПЕРЕХОД ОТ КОНСЕРВАТИВНОЙ СХЕМЫ «УНИВЕРСИТЕТ — НАУЧНЫЙ ЦЕНТР — КОРПОРАЦИЯ» К БОЛЕЕ СОВРЕМЕННЫМ МОДЕЛЯМ

(УГНТУ), существует восемь базовых моделей обмена технологиями в цепочке вуз–предприятие–вуз. Каждая из них выгодна или невыгодна в большей степени одному из участников. А некоторые в российских реалиях и вовсе не работают (см. «*Модели трансфера технологий...*»).

ОСОБЕННОСТЬ ВЕНЧУРНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ИННОВАЦИОННОЙ СФЕРЕ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ТОМ, ЧТО ЧАСТНЫЕ КОМПАНИИ ВКЛАДЫВАЮТ СВОИ СРЕДСТВА В НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ БЕЗ КАКИХ-ЛИБО ГАРАНТИЙ НА УСПЕХ

При этом, как подчеркивает С.Гладких, отечественный нефтегазовый рынок является очень закрытым. Его ведущие игроки обычно не раскрывают свои долгосрочные стратегии и планы.

В свою очередь, вузы уделяют слишком мало внимания маркетингу разрабатываемых проектов. А потому они нередко ошибаются в направлении исследований и занимают пассивную позицию на рынке.

Участники конференции также отмечали, что вузы, имея перспективные технологические решения и разработки, зачастую не могут попасть на реальные нефтегазовые объекты для проведения соответствующих испытаний. Поэтому нужна сеть универсальных испытательных полигонов на базе крупных ком-

Модели трансферта технологий между образовательными учреждениями и производством

	Суть модели	Особенности	Кому выгодно или не выгодно	Работает или нет
Модель №1	Передача исключительного права на результат интеллектуальной деятельности от вуза предприятию	Простая быстрая форма трансфера. Риск перехода разработчика из вуза на предприятие	Выгодно патентообладателю-разработчику и предприятию. Невыгодно вузу, так как теряются деньги	Не работает при передаче технологии от предприятия вузу
Модель №2	Передача права на использование объектов интеллектуальной собственности в рамках лицензии	Простая форма тиражирования технологии	Выгодно вузу. Не выгодно предприятию в силу того, что другое предприятие может купить ту же технологию	Между вузами не работает
Модель №3	Передача технологической документации	Неспособность вузов выполнить заказ по требованию предприятия, учитывая оборудование, установленное на этом предприятии. Необходимы большие финансовые затраты, которых у вузов нет	Крайне выгодно предприятию. Не выгодно вузам, так как в основном им приходится приобретать устаревшие технологии у предприятий	Между вузами не работает
Модель №4	Приобретение или аренда оборудования или машин	Редко используемая схема обмена, требующая значительных затрат. Как правило, речь идет об устаревшем оборудовании для обучения		Между вузами не работает. Между вузами и предприятиями работает редко
Модель №5	Информационный обмен — семинары, симпозиумы, выставки	Наиболее распространенная и рабочая межвузовская схема обмена технологиями	Выгодна вузам	Между вузами и предприятиями практически не работает
Модель №6	Совместные разработки	Распространенная схема обмена технологиями, заключающаяся в создании базовых кафедр и (или) межвузовских лабораторий. Существует риск перехода сотрудников на предприятия		Работает в цепочке вуз—предприятие—вуз
Модель №7	Наем квалифицированных сотрудников из вуза	Быстрый и наименее затратный способ получения предприятием технологий или инноваций	Не выгодно вузам. Крайне выгодно предприятиям	Не работает при передаче технологии от предприятия вузу. Между вузами не работает
Модель №8	Создание совместных предприятий	Явных примеров в России нет		Не работает

Источник: УГНТУ

паний. Результаты испытаний, проведенных на таких площадках, должны безоговорочно приниматься другими участниками рынка.

Значительное число научных и технологических разработок в вузах реализуется на базе так называемых малых инновационных предприятий (МИП). Еще в 2009 году был принят Федеральный закон №217-ФЗ, призванный обеспечить реальное внедрение в производство результатов интеллектуальной деятельности на базе вузов (в том числе в рамках МИП).

Однако, как отметил Олег Перцовский, директор по научно-технологическому развитию Кластера энергоэффективных технологий Фонда «Сколково», МИП малопривлекательны с точки зрения инвестирования. А биз-

нес-компетенции команд, работающих на таких предприятиях, часто недостаточны.

Кроме того, крупные компании, финансирующие НИОКР, требуют долю (от 50 до 100%) в полученной интеллектуальной собственности. А это совсем невыгодно вузам. Также отмечается неразвитость механизмов формирования научно-исследовательских консорциумов и совместных инновационных проектов.

Оптимальным выходом из этой ситуации могло бы стать создание и развитие компаний-посредников, интеграторов технологических решений. Ведь на практике крупные корпорации покупают не стартап, а готовую технологию, которая может состоять из результатов работы многих

инновационных предприятий, университетов и т.д. Интеграторы по заданию заказчиков могут выбирать различные решения, создавать на их базе комплексную систему и внедрять ее на предприятиях.

Подход ЛУКОЙЛа

Нефтегазовые компании вырабатывают собственные подходы к приобретению инноваций и технологий. В этой связи показателен опыт ЛУКОЙЛа. В 2009 году он объединил свои научно-исследовательские подразделения в корпоративный институт, получивший название «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

В настоящее время это предприятие обеспечивает полный комплекс

инжиниринговых услуг по внедрению новых технологий. Им зарегистрировано 146 патентов на изобретения, 10 на полезные модели, 21 ноу-хау, 19 программ для ЭВМ и одна база данных (по состоянию на 31 декабря 2016 года).

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» применяет в своей работе 86 РИД (результатов инновационной деятельности), а лицензии на право использования 46 из них переданы другим предприятиям.

Кроме того, создана базовая кафедра компании в РГУ им. И.М.Губкина «Моделирование физико-технологических процессов разработки месторождений».

Как сообщил начальник управления научно-технических работ компании ЛУКОЙЛ Радик Ильясов, «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» сотрудничает с восемью вузами, которые получают преференции в области инновационных разработок.

С целью внедрения передовых разработок в сфере геологоразведки и добычи в ЛУКОЙЛе создан Портал инновационного сотрудничества. На этой электронной площадке любое юридическое или физическое лицо может предложить свои наработки для использования в компании. В процессе их отбора ЛУКОЙЛ справедливо обращает внимание не только на давность патентов, их практическую значимость, но и на научную активность авторов, наличие «свежих» актуальных публикаций и опыта внедрения технологий.

Предложения «Газпром нефти»

В свою очередь, «Газпром нефть» обращается к государству с предложением о формировании механизма поддержки инновационных предприятий, поставляющих услуги и оборудование компаниям энергетического комплекса. Актуальность этой задачи трудно переоценить, особенно на фоне процессов импортозамещения.

Как поясняет Сергей Рогачев, руководитель программы импортозамещения «Газпром нефти», первые партии новой продукции дороже, чем серийные. К тому же их использование связано с определенными технологическими рисками. Поэтому конкурировать с зарубежными аналогами им очень сложно, а порой невозможно.

В настоящее время инновационные предприятия крайне нуждаются в открытом доступе новых продуктов к тендерам ВИНК. Необходимо также упростить процедуры получения господдержки, минимизировать расходы на предоставление гарантий потребителям.

По мнению С.Рогачева, достичь положительных результатов можно при помощи механизма «Покупай российское». Его смысл заключается в субсидировании покупателям разницы в ценах между пилотными партиями импортозамещающей продукции и зарубежными аналогами, что осуществляется через налоговый вычет и государственную поддержку страхования технологических рисков. При этом для получения компенсаций не нужно обращаться в федеральные органы исполнительной власти.

Вместе с тем участники конференции отмечали, что заявки на получение господдержки для импортозамещаемых проектов проходят очень длительную процедуру рассмотрения. Предприятиям приходится заполнять примерно 400-страничный талмуд и постоянно обращаться в различные «окна», у каждого из которых свои требования.

По информации «Газпром нефти», в период 2015–2016 годов сроки рассмотрения заявок варьировались в диапазоне от 93 до 293 дней. Их прохождение включало в себя четыре этапа!

А, к примеру, в Норвегии для получения господдержки инновационного проекта необходимо собрать 15-страничный пакет документов. При этом срок рассмотрения составляет в среднем 60 дней. Разница налицо.

Чем поможет государство?

Начальник отдела развития нефтегазового оборудования Министерства промышленности и торговли Алексей Дубинин отметил, что его ведомство разработало целый ряд механизмов господдержки предприятий, создающих и внедряющих передовые технологии.

Так, в 2014 году в министерстве была создана экспертная группа, включающая представителей крупнейших компаний отрасли — ЛУКОЙЛа, «Газпрома», «Сургутнефтегаза» и т.д. (всего около 100 компаний и научных институтов). Она оцени-

вает поступающие на рассмотрение проекты, обеспечивает их квалифицированный отбор, а также информирует разработчиков об актуальных потребностях отрасли в новых технологиях и продуктах.

Активно развивается система специальных долгосрочных контрактов (заключаемых, как правило, на 10 лет). В них фиксируются правила взаимодействия всех участников цепочки производитель–государство–потребитель. Предприятиям, заключившим такие контракты, предоставляются соответствующие налоговые льготы.

НА ДИНАМИКУ ВЕНЧУРНОГО РЫНКА РОССИИ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ОКАЗЫВАЮТ ВЛИЯНИЕ СПАД ДЕЛОВОЙ АКТИВНОСТИ, НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ КЛЮЧЕВЫХ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ОБЕСЦЕНЕНИЕ РУБЛЯ

Кроме того, государство выделяет субсидии на НИОКР, а также компенсирует до 50% затрат на создание промышленных образцов, не имеющих аналогов в России.

Условием получения такой помощи является обязательство компании в течение трех лет реализовать продукцию на сумму не менее 10% от выданных субсидий. Благодаря этому обеспечивается возврат денег в бюджет в виде налоговых отчислений. На 2017 год фонд субсидий по таким договорам составляет 4 млрд рублей.

В ЛУКОЙЛЕ СОЗДАН ПОРТАЛ ИННОВАЦИОННОГО СОТРУДНИЧЕСТВА, ГДЕ ЛЮБОЕ ЮРИДИЧЕСКОЕ ИЛИ ФИЗИЧЕСКОЕ ЛИЦО МОЖЕТ ПРЕДЛОЖИТЬ СВОИ НАРАБОТКИ

Наконец, очень важный шаг — выработка четкого определения «российской продукции». На его основе власти стимулируют предприятия закупать отечественное оборудование, переходить от «отверточного» производства к большему числу технологических операций и использовать все большее количество российского сырья и комплектующих.

Правительственная комиссия по импортозамещению дала директивы крупным компаниям («Газпром», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Зарубежнефть»), ко-

торые рекомендуют, а в отдельных случаях и обязывают их закупать российскую продукцию. Они также

АКТИВНО РАЗВИВАЕТСЯ СИСТЕМА СПЕЦИАЛЬНЫХ ДОЛГОСРОЧНЫХ КОНТРАКТОВ. В НИХ ФИКСИРУЮТСЯ ПРАВИЛА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ВСЕХ УЧАСТНИКОВ ЦЕПОЧКИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ–ГОСУДАРСТВО–ПОТРЕБИТЕЛЬ

должны синхронизировать свои программы по импортозамещению с программами Минпромторга.

В ОБЛАСТИ ТРАНСФЕРТА ТЕХНОЛОГИЙ ЕСТЬ ЕЩЕ МАССА НЕРЕШЕННЫХ ПРОБЛЕМ. НО ВСЕ СУБЪЕКТЫ ОТРАСЛИ ПОНИМАЮТ НЕОБХОДИМОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ САМЫХ ПЕРЕДОВЫХ НАУЧНЫХ МЕТОДОВ И ПРОДУКТОВ

Помимо этого, директивы регламентируют взаимодействие государства с компаниями, заключившими специальные долгосрочные контракты, и с предприятиями, поставляющими продукцию, не имеющую аналогов на российском рынке.

А.Дубинин подчеркивает, что в перспективе планируется уделить особое внимание предоставлению предприятиям комплексных услуг в формате инжиниринга. Первые шаги в этом направлении уже сделаны, но предстоит еще очень большая работа.

Он также отметил активное взаимодействие министерства и Российского экспортного центра в части поддержки экспортно-ориентированных компаний. Ведется разработка соответствующих механизмов.

Важным инструментом господдержки являются Фонды (институты) инновационного развития. Ведущие позиции среди них занимает «Сколково». Как пояснил О.Перцовский, наиболее активную поддержку этот фонд оказывает разработчикам технологий и продуктов на самой трудной, промежуточной, стадии — между фундаментальными исследованиями и внедрением в производство. Для этого используется целый набор механизмов — от финансовой помощи при создании прототипов продуктов до сопровождения внедрения на конкретных предприятиях.

В настоящее время Фонд инвестирует в стартапы (как правило, компании среднего размера), имею-

щие потенциально гарантированные возможности по сбыту продукции.

Фонд внимательно следит за пулом таких предприятий и в случае появления соответствующих заказов выбирает из их числа подходящих кандидатов и приглашает к сотрудничеству.

Эффективными инструментами также являются привлечение венчурного капитала и выдача соответствующих грантов.

По данным РВК, Фонд «Сколково» в 2016 году выдал 576 грантов на сумму \$29,1 млн.

А в целом в стране в прошлом году было выдано 4651 грантов на \$121,4 млн. Крупнейшим грантодателем является Фонд содействия инновациям (Фонд Бортника). Он в 2016 году предоставил 4075 грантов на \$92,3 млн.

Подводя итоги конференции, участники сошлись на том, что в области развития и трансфера технологий в НГК есть еще масса нерешенных проблем. Но все субъекты отрасли — разработчики, потребители, государство — понимают необходимость внедрения самых передовых научных методов, продуктов и технологий. И главное, они осознали, что успеха можно добиться только действуя сообща. □

Фото из архива ПАО «Газпром нефть»



14-17 ноября 2017

Москва, ВДНХ, павильон 75

23-я Международная промышленная выставка

Поддержка:



Организатор:



Металл Экспо'2017

www.metal-expo.ru

Оргкомитет выставки:
тел./факс +7 (495) 734-99-66



Металлопродукция и металлоконструкции
для строительной отрасли
МеталлСтройФорум'2017



Оборудование и технологии
для металлургии и металлообработки
МеталлургМаш'2017



Транспортные и логистические услуги
для предприятий ГМК
МеталлТрансЛогистик'2017

Генеральный
информационный партнер:



Ежегодный
выставочный
аудит с 2008 г.



МЕСТОРОЖДЕНИЯ НАПРОКАТ

Фото из архива ПАО «Газпром нефть»

В последнее время все более актуальной становится тема полигонов для нефтегазового комплекса. Это обусловлено несколькими причинами. Во-первых, внедрение новых технологий является одним из основных механизмов восполнения минерально-сырьевой базы отрасли. Ведь число месторождений с трудноизвлекаемыми ресурсами растет, в то время как участков с «легкими» запасами становится все меньше. Во-вторых, в связи с введением западных санкций остро стоит проблема импортозамещения. Чтобы его обеспечить не на словах, а на деле, нужны площадки для тестирования отечественных инновационных разработок.

Первые шаги в этом направлении уже сделаны. Так, объявлено о создании сети полигонов в ряде регионов РФ по отработке технологий освоения ТРИЗ. Де-факто действует несколько испытательных площадок на месторождениях в Татарстане, Томской области и ХМАО.

Но в целом процесс формирования полигонов явно буксует. До сих пор не создана целостная правовая база, регламентирующая их деятельность. Не выработаны механизмы их финансирования. Наконец, не определены роли государства и компаний отрасли в организации таких площадок.

Инновационное развитие отечественного НГК сегодня тормозится из-за отсутствия полигонов. Такие специальные площадки нужны для того, чтобы испытывать и совершенствовать отечественные технологические решения, а также тестировать оборудо-

вание для НГК. На эту тему в последнее время немало говорится на всех уровнях — от правительственного до экспертного. Но зачастую мнения относительно того, какие задачи должны решать полигоны и каким образом их создавать, диаметрально различаются.

КОНСТАНТИН АНОХИН
Журналист

Региональные чаяния

Идея не нова. Еще в 2014 году специалисты ОАО «Росгеология» говорили о необходимости создания в России федеральных полигонов для отработки технологий по извлечению «трудных» запасов. По подсчетам экспертов, на тот период на госбалансе находилось 28,9 млрд тонн запасов нефти по категориям АВС₁+С₂. Из них трудноизвлекаемых — 18,7 млрд тонн, или 65%.

Всего Росгеология предлагала сформировать восемь полигонов, ко-

торые бы специализировались на разных видах нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов и различных типах коллекторов. Такие полигоны планировалось создать:

- в Томской и Тюменской областях (нефть баженовской свиты);
- республиках Башкортостан и Татарстан (доманиковые отложения);
- Калининградской области (газ силурийских сланцев);
- Иркутской области (нефть и газ венд-кембрийских низкопроницаемых карбонатных коллекторов);
- на сахалинском шельфе (газогидраты);
- в Арктике (юрско-меловые терригенные отложения).

Авторы идеи создания полигонов предполагают, что они будут формироваться на основе взаимодействия государственных органов, региональных властей и недропользователей («Газпром», «Газпром нефть», ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Башнефть», Иркутская нефтяная компания, «Томскнефть»).

Первые шаги на этом пути уже сделаны. Так, Томской области еще в 2014 году был присвоен статус полигона по внедрению новейших технологий поиска, разведки и разработки

нетрадиционных источников углеводородного сырья.

Руководство Югры также заявило о своем желании иметь на территории региона такие полигоны. Тем более что ХМАО уже располагает для этого определенной научной и производственной базой. В округе имеются отраслевые научно-исследовательские центры, промышленные парки, технопарки, венчурные фонды.

«Мы далеко продвинулись в создании системы полигонов в нашем округе, — отмечала глава региона Наталья Комарова. — И уже наступило то время, когда формируется законодательная идея. Это говорит о наличии политической воли, о высокой степени договоренности участников процесса, готовности их действовать в рамках нового формата».

Однако идея создания полигонов в Западной Сибири повисла в воздухе. В отличие от Томской области, здешние субъекты РФ так и не получили даже формального статуса полигонов.

Между правительством Татарстана и Министерством природных ресурсов два года назад также было подписано соглашение о создании на территории республики полигонов по изучению трудноизвлекаемой

нефти. Предполагалось организовать две такие площадки. Одна из них должна была работать с битумными нефтями, другая — с домаником (сланцевыми отложениями).

Инновационное развитие отечественного НГК сегодня тормозится из-за отсутствия полигонов

Ожидалось, что татарстанские полигоны получат государственную поддержку, в том числе финансовую. А протестированные на них технологии затем могут быть применены на месторождениях в других регионах.

Универсальная площадка

Однако разворачиваемая в России деятельность не в полной мере соответствует принятой за рубежом концепции полигонов (см. «Мировой опыт»).

По мнению Натальи Андреевой, профессора РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, целями создания таких полигонов должны быть:

Мировой опыт

В мире существует целый ряд успешно действующих полигонов нефтегазового комплекса. Наиболее яркими примерами таких площадок являются следующие.

Oil and Hazardous Materials Simulated Environmental Test Tank (OHMSETT, США) — полигон-резервуар (месторождение) с симулируемой внешней средой. Он служит для испытания оборудования по ликвидации разливов нефти, а также для изучения реакции морских природных систем на подобные инциденты. Задачи полигона — улучшать технологии и готовить специалистов в области ликвидации разливов. Его клиентами являются компании из 37 стран, в том числе из России.

Rocky Mountain Oilfield Testing Center (RMOTC, США). Полигон был спроектирован для имитации системы добычи высокообводненной нефти. RMOTC являлся ключевым участником программы, спонсируемой штатом Вайоминг. Она включает в себя разработку технологий повышения нефтеотдачи, проведение независимых испытаний новых методов бурения и добычи. Проводятся исследования в области обеспечения притока, геотермальных систем, возобновляемой и альтернативной энергетики, утилизации CO₂, смягчения негативного воздействия на окружающую среду и т.д. Помимо этого, на полигоне ведется нефтедобыча. Данная концепция полигона идеально подходит для месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири.

ProLabNL B.V. (Нидерланды). Полигон предлагает участки, содержащие нефть и газ, для симуляции условий добычи и подготовки продукции. Гидравлические испытательные стен-

ды замкнутого типа, которыми снабжен этот полигон, служат для оценки технологий подводной добычи. Данная площадка широко используется компаниями Ближнего Востока для отработки методов извлечения сырья в условиях аномально высоких пластовых давлений.

DynaQual Test Labs (США). Полигон предоставляет квалифицированные услуги по тестированию электронного и механического оборудования. Здесь проводится полный спектр испытаний: температурные, вибрационные, ударные и под давлением.

Mechanical Testing Services (США). Полигон расположен в штате Техас и позволяет тестировать нефтегазовое оборудование на соответствие стандартам API,

ISO, BSEE и т.д. В частности, проводятся полномасштабные испытания нефтепромысловых труб, оборудования заканчивания скважин, резьбовых соединений, клапанов, уплотнений с металлическим контактом, систем контроля на долоте, противовыбросового оборудования, фланцев. Собственная система контроля дает возможность проводить автоматизированные последовательные тесты в защищенной среде.

Ullrigg Drilling and Well Centre (Норвегия). Полигон представляет собой полностью автоматизированную буровую платформу, оснащенную контрольной системой Cyberbase. Она может быть перемещена и подведена к семи скважинам. Данная площадка используется для испытания пакеров, запорной и регулирующей арматуры, газлифта. Проводятся испытания под давлением и в условиях высоких температур. Осуществляется подготовка кадров.

- ⊙ апробация и объективная оценка эффективности техники и технологии российских и зарубежных производителей;
- ⊙ достижение показателей качества продукции и услуг, поставляемых на рынок нефтегазового комплекса РФ, на уровне мировых стандартов;
- ⊙ поддержка и приумножение отечественной интеллектуальной собственности;

Росгеология предлагала сформировать восемь полигонов, которые бы специализировались на разных видах нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов и различных типах коллекторов

- ⊙ внедрение практики получения сертификатов соответствия продукции установленным требованиям по результатам испытаний в реальной рабочей среде;
 - ⊙ подготовка специалистов, готовых работать с новыми технологиями.
- Кроме того, полигоны должны стать инструментом для появления продукции, которая могла бы конкурировать с импортными аналогами. На них могут решаться задачи повышения экологической и промышленной безопасности в ТЭК.

Полигоны должны стать инструментом для появления продукции, которая могла бы конкурировать с импортными аналогами

Деятельность полигонов должна быть многопрофильной. На них в реальных условиях могут испытывать-ся техника и технологии по следующим направлениям:

- ⊙ бурение скважин;
- ⊙ добыча нефти и газа;
- ⊙ исследование скважин;
- ⊙ сбор, подготовка и переработка углеводородного сырья;
- ⊙ системы и средства замера и учета добываемых флюидов;
- ⊙ определение энергетической эффективности промысловых технологических систем и отдельных аппаратов;

- ⊙ испытания в реальной среде систем КИПиА и программного обеспечения.

Иными словами, полигоны должны быть способны обеспечить испытания всех без исключения видов и элементов технологий и оборудования, применяемых в нефтяной и газовой промышленности.

Тестирование нового оборудования позволит компаниям-разработчикам нефтяных и газовых месторождений минимизировать риски, связанные с выходом техники из строя раньше планового срока. Будут также минимизированы угрозы окружающей среде, оптимизированы расходы на гарантийное обслуживание и ремонт скважин.

В свою очередь, обязательная сертификация, проведенная на полигонах, даст возможность увеличить добавочную стоимость производимой продукции, сделать ее более конкурентоспособной. Более того, будет повышен уровень безопасности на месторождениях.

С помощью полигонов государственные структуры могли бы разрабатывать новые или обновлять уже имеющиеся стандарты, касающиеся технологического оборудования.

Как отмечает президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, полигон нужен для того, чтобы разрабатывать свои технологии. «Существующие у нас технологии совсем не похожи на те, которые есть со сланцевой нефтью у американцев. Один к одному технологию американцев мы внедрить не можем, — подчеркивает он. — 30 лет они занимались разработкой технологии добычи сланцевого газа и сланцевой нефти, вложили в это \$30 млрд и получили то, что получили. Они обогнали нас в добыче и газа, и нефти (с конденсатом, естественно). Но нам нужны свои технологии. В России есть ряд компаний, занимающихся этим. Прежде всего, это РИТЭК, входящая в группу ЛУКОЙЛ. Разработкой баженовской свиты занимаются «Газпромнефть-Хантос» и дочерняя компания Shell «Салым Петролеум». Пока все это разрозненные действия, нам нужна согласованность».

Призрачные полигоны

Как отмечает эксперт Аналитического центра при Правительстве РФ

Олег Колобов, сегодня ведется активная работа по развитию законодательства в сфере организации полигонов. Кроме того, идут отбор и проработка приоритетных проектов пилотных полигонов на условиях государственно-частного партнерства.

Как рассказал НГВ О.Колобов, действующими полигонами де-факто сейчас являются Альшачинское месторождение в Республике Татарстан и Арчинское в Томской области. Функционирует также научный полигон «Баженовский» в Ханты-Мансийском автономном округе.

«Особо следует выделить проект разработки Ашальчинского месторождения. Это единственный полигон в России (хотя де-юре он им не является), имеющий продолжительный период функционирования, — отмечает эксперт. — Активно развивается и полигон на базе Арчинского месторождения, где совместными усилиями недропользователей, учебных заведений, научных организаций и региональных властей осуществляется формирование целого кластера по созданию технологий освоения трудноизвлекаемых запасов нефти».

А вот оценки Романа Самсонова, руководителя направления «Газ и Арктика» Энергетического центра бизнес-школы «Сколково», не столь оптимистичны. «Несмотря на то, что в работах, которые ведутся ООО «Газпромнефть-Восток» на Арчинском месторождении в Томской области, присутствует весь набор характеристик научной и исследовательской деятельности, объект можно считать полигоном лишь условно. Возможности отработки технологии на этом «полигоне» другими компаниями не предусмотрены, собственно как и возможность коллективного доступа к результатам исследований. Поэтому все известные пилотные проекты в этой области, в том числе реализуемые компаниями «Сургутнефтегаз», РИТЭК, «Роснефть», относятся к полигонам еще рановато», — подчеркивает эксперт.

По его мнению, даже работы, проводившиеся в 2015 году по соглашению между Минприроды и правительством Республики Татарстан, не соответствуют традиционному представлению о полигонах. Плюсом этого проекта стало привлечение малых независимых компаний. Однако в его рамках так и не была решена задача

вовлечения в хозяйственный оборот нетрадиционных запасов.

Более того, официально ни одна из упомянутых площадок не является в полном смысле испытательным полигоном федерального значения. У них нет законодательно подтвержденного правового статуса. «Утверждение поправок к Закону «О недрах» может существенно повысить интерес к деятельности полигонов и возможности отработки технологий на них», — полагает Р.Самсонов. Кроме того, нужны соответствующие преференции со стороны государства, в первую очередь налоговые.

Между тем время не ждет. Так, в кластере «Энергоэффективность» («Сколтех») за последние годы появился ряд весьма перспективных технологий, способных обеспечить прогресс в области освоения ТРИЗ и нетрадиционных ресурсов, а также повысить нефте- и газоотдачу. Но они остро нуждаются в возможности проведения испытаний на независимых отечественных сертифицированных полигонах. Такие площадки необходимо насытить первоклассным научно-исследовательским оборудованием и квалифицированным персоналом. Наконец, они должны быть предназначены для коллективного использования.

Еще одним камнем преткновения при создании полигонов является их финансирование. Испытания требуют повышенного расхода материалов и техники, поэтому экспериментальные площадки нуждаются в особом финансовом статусе. Иначе они будут слишком накладными для стартапов. Возможно, частично их можно было бы финансировать за счет венчурных государственных программ.

«Международный опыт развития технологических полигонов свидетельствует о значительной роли государства, однако со временем она может снижаться», — поясняет О.Колобов. — Полномочия государства в части сертификации полученных технологий, защиты интеллектуальной собственности, обеспечения недискриминационного доступа к полигону остаются незаменимыми. При этом большая часть финансирования может обеспечиваться нефтяными компаниями или институциональными инвесторами».

По данным эксперта, определенные госсредства на развитие поли-

гонов выделяются, но их вряд ли можно назвать достаточными. Так, на финансирование первого этапа работ на научном полигоне «Баженовский» (2016–2022 годы) из федерального бюджета выделено около 1,9 млрд рублей. Это около 20% от общей необходимой суммы.

На организацию Томского полигона, по информации «Газпром нефти», планируется ассигновать 300 млн рублей, или всего около 5% от общего финансирования в период 2016–2020 годов.

Как подчеркивает Р.Самсонов, помогать полигонам рублем не позволяет отсутствие соответствующих законодательных норм. Результаты налицо. «Финансирование со стороны государства, в частности от Минприроды, не покрывает те потребности, которые существуют. К тому же финансирование направлено в основном на геологические исследования и, в лучшем случае, на изучение структуры пластов. Это, безусловно, также важная часть работ. Но это не является отработкой технологий поиска и бурения», — отмечает представитель «Сколково».

Просто бизнес

Примечательно, что определенный опыт создания полигонов был накоплен еще во времена СССР. Как напоминает Р.Самсонов, существовали площадки для отработки технологий создания высокопрочных труб высокого давления и труб большего диаметра. Они работали под эгидой таких известных научных центров, как ВНИИГАЗ и ВНИИСТ. Теперь же таких полигонов нет даже у крупнейших игроков — ВИНК с государственным участием.

В свою очередь, О.Колобов полагает, что в России существуют все предпосылки для формирования системы технологических полигонов. «Однако перспективы их развития будут во многом зависеть от процесса актуализации соответствующей нормативной правовой базы, заполнения правового вакуума», — уверен он.

Н.Андреева подчеркивает, что во всем мире испытательные полигоны для ТЭК — это бизнес, причем очень успешный. «В мировой практике такие полигоны — просто месторождения напрокат. Компании приходят туда, чтобы испытать свою продукцию:

краны, задвижки, узлы, подтвердить КПД того или иного оборудования. Или чтобы получить сертификат, а затем выводить эту продукцию на рынок. Именно в этом заинтересован потенциальный потребитель: ставить же эксперименты на себе никто не хочет», — полагает эксперт.

Официально ни одна из действующих площадок не является в полном смысле испытательным полигоном федерального значения. У них нет законодательно подтвержденного правового статуса

Похоже, российские ВИНК не очень заинтересованы в такого рода полигонах. Во-первых, потому, что у крупнейших из них есть свои площадки и месторождения, которые

Камнем преткновения при создании полигонов является финансирование. Возможно, частично их можно было бы финансировать за счет венчурных государственных программ

они финансируют и на которых обкатывают свои технологии без обязательств делиться с кем-то еще. Во-вторых, отечественным компаниям пока никто не закрывает дорогу на зарубежные испытательные

В мировой практике полигоны — просто месторождения напрокат. Компании приходят туда, чтобы испытать свою продукцию

полигоны. Так, по некоторым данным, практически постоянными клиентами одной из американских испытательных площадок являются «Роснефть» и НОВАТЭК. А один из отечественных предпринимателей сравнительно недавно стал совладельцем такого полигона в Норвегии. Как говорится, ничего личного, просто бизнес. □

ОТ ЛОСКУТНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ — К ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ РЕФОРМАМ



Платформа на Киринском участке в Охотском море



ИНТЕРВЬЮ

ВЛАДИМИР ФЕЙГИН

Президент Института энергетики и финансов

В результате падения нефтяных цен и введения западных санкций российский нефтегазовый комплекс оказался в непростом положении. Тем не менее ему удастся справиться с этими трудностями. Так, заключение соглашения ОПЕК+ способствовало некоторой стабилизации нефтяных котировок, а процесс импортозамещения призван обеспечить полную технологическую независимость нашей страны. Но перед отраслью стоят и более долгосрочные стратегические вызовы. О том, в чем они заключаются, «Вертикаль» беседует с президентом Института энергетики и финансов Владимиром ФЕЙГИНЫМ.

Как отмечает наш собеседник, отечественный НГК нуждается в создании целостной и устойчивой институциональной среды, а также в комплексе мер, направленных на укрепление минерально-сырьевой базы. Однако проведение институциональных преобразований тормозится. В частности, так и не выработана эффективная система налогообложения НГК. Буксует реформа газового рынка. Принятие таких важнейших документов, как Энергостратегия на период до 2035 года и Генсхем развития нефтяной и газовой отраслей также затянулось. Тем не менее у России есть прекрасный потенциал, для того чтобы сохранить свои лидирующие позиции в глобальной энергетике на десятилетия вперед. И зарубежные санкции вряд ли смогут этому помешать.

Ред.: Владимир Исаакович, какие основные стратегические задачи, на ваш взгляд, стоят сегодня перед российским нефтегазовым комплексом?

В.Ф.: Начну с того, что веду работу по этим вопросам с коллективом Института энергетики и финансов и в этом интервью отражаю общие позиции с такими ведущими сотрудниками энергетического направления ИЭФ, как А.Громов, А.Белогорьев, А.Титов.

Теперь к вашему вопросу. Наша основная задача — определить ключевые предпосылки, обеспечивающие долгосрочную устойчивость НГК в условиях растущей конкуренции на мировом рынке.

Вторая задача — выстраивание целостной институциональной среды (налоги, тарифы и т.д.), отвечающей текущим и перспективным вызовам. По сути, в действующем фискальном законодательстве до сих пор сохранились те базовые принципы, которые были заложены еще в начале 2000-х годов. Наша фискальная система в целом примитивная. Она рассчитана на то, чтобы быстрее извлечь краткосрочный бюджетный эффект от эксплуатации активов, подготовленных еще во времена СССР. Она не работает на обновление мощностей и технологий.

Конечно, чтобы как-то адаптировать ее к меняющимся условиям, приходилось вносить в нее отдельные (как иногда говорят «лоскутные») изменения. А вот выстраивание новой целостной системы налогообложения отрасли требует времени и политической воли, поскольку тут сталкиваются интересы различных игроков.

Сейчас этот вопрос уже назрел. Давайте вспомним — в 1990-х годах, после падения цен, именно неадекватная своему времени институциональная система привела к драматическому обвалу добычи нефти. Потому что она никак не стимулировала адаптацию недропользователей к изменившимся рыночным условиям. Сегодня мы переживаем новую стрессовую ситуацию. И если не дадим адекватного ответа на этот вызов, нас может ждать очередное сокращение объемов производства сырья.

Причем отечественные нефтяные компании сейчас гораздо лучше технологически оснащены, чем в 1990-е годы. И они готовы достойно встретить трудности. Но нужна именно це-

лостная законодательная база, позволяющая это сделать.

Третья стратегическая задача — изменение отношения недропользователей и государства к инвестициям в ГРП на нефть. Мы долго жили на прежнем запасе и практически его исчерпали. Чтобы компании были заинтересованы в наращивании ресурсов, им нужны стимулы.

Сегодня нередко приходится слышать, что в последние годы прирост нефтяных запасов превышает объемы добычи. Видимо, в целом, статистика такова. Но вопрос в качестве этих запасов. В основном открываются мелкие месторождения, разработка которых малоэффективна. Растет доля трудноизвлекаемых ресурсов.

Так что не надо обманываться. Расчеты показывают, что в ближайшие годы ожидается стабилизация добычи нефти, однако потом, если не будут найдены новые драйверы развития МСБ, нас ждет спад.

Арктика и «хвосты»

Ред.: *Но существуют разные варианты наращивания МСБ: выход в новые нефтегазоносные провинции, освоение глубоких горизонтов, повышение нефтеотдачи, разработка нетрадиционных видов УВС. Какому из них следует отдать приоритет? Ведь на все денег не хватит...*

В.Ф.: Да, нужно сделать стратегический выбор. Но мне кажется, нельзя полностью сосредотачиваться только на чем-то одном. Надо правильно распределить силы.

Например, покорение Арктики — это долгосрочная задача. Первые открытия, сделанные в Карском море, море Лаптевых, — очень многообещающие. Но вовсе не обязательно сразу вкладывать многомиллиардные инвестиции в освоение этого региона. Следует заниматься разведкой наиболее эффективных участков, деля инвестиции и риски с зарубежными партнерами. И это позволит России на десятилетия вперед обеспечить себе лидирующие позиции в глобальной энергетике.

Одновременно надо заниматься «отработкой хвостов» в уже существующих нефтегазоносных провинциях, повышать КИН. В кратко- и среднесрочной перспективе это может быть более эффективно, чем освоение Арктики. То есть надо правильно рас-

пределить во времени и пространстве наши усилия и инвестиции.

Причем государство должно стимулировать и краткосрочные, и долгосрочные направления развития НГК. Если сегодня предоставить льготы для освоения Арктики, казна от этого не пострадает. Ведь в любом случае промышленная добыча в этом регионе начнется еще не скоро.

Наша основная задача — определить ключевые предпосылки, обеспечивающие долгосрочную устойчивость НГК в условиях растущей конкуренции на мировом рынке

То же самое касается и дифференциации налогообложения для стимулирования разработки «хвостов» и ТРИЗ. Если не предоставить компаниям фискальные преференции, то никакой добычи из этих источников не будет. То есть бюджет не получит вообще ничего. А если создать льготные условия, то производство начнет расти и поток налогов будет увеличиваться.

Наша фискальная система в целом примитивная. Она рассчитана на то, чтобы быстрее извлечь краткосрочный бюджетный эффект от эксплуатации активов, подготовленных еще во времена СССР

Мы сейчас как раз занимаемся расчетами, касающимися добычи обводненных ресурсов. И анализ показывает, что при условии предоставления налоговых послаблений для этой категории государство ничего не теряет, а, наоборот, выигрывает — как в плане дополнительной добычи, так и в плане финансовых поступлений.

Ред.: *Какие наиболее крупные проекты, на ваш взгляд, нуждаются в обеспечении финансирования в первую очередь?*

В.Ф.: Нефтегазовый комплекс при всех его недостатках можно назвать одним из столпов рыночной эконо-

мики в стране. Поэтому именно рынок и должен определять отбор инвестиционных проектов на основе их рентабельности. Хуже всего, если первоочередность будет определяться политическими решениями. Задача государства — создать налоговые условия, стимулирующие инвестиции, бизнеса — эффективно их распределять. Сложности пока есть и там, и здесь.

Стратегическая задача — изменение отношения недропользователей и государства к инвестициям в ГРП на нефть. Мы долго жили на прежнем запасе и практически его исчерпали

Безусловно, мы должны готовиться к крупным мегапроектам, типа освоения Арктики. Но упор надо сделать именно на средние проекты, которые весьма разнообразны. Ведь, как мы уже говорили, отрасль должна одновременно заниматься разработкой различных видов запасов. Представители американской сланцевой индустрии любят повторять,

Надо заниматься «отработкой хвостов» в уже существующих нефтегазоносных провинциях, повышать КИН. В кратко- и среднесрочной перспективе это может быть более эффективно, чем освоение Арктики

что каждый новый объект требует своей диссертации. Для того чтобы ввести в масштабную эксплуатацию наши ТРИЗ, также понадобится осуществить огромную подготовительную работу.

Ред.: А как бы вы оценили потребности в инвестициях для стабильного развития отечественного НГК?

В.Ф.: Инвестиционная программа «Газпрома» на 2017 год утверждена в объеме 910,67 млрд рублей, «Роснефть» тоже уже близка к триллиону. Что касается дальнейших планов, то в краткосрочной перспективе (до 2020–2022 годов) общая сумма капиталовложений в НГК может соста-

вить несколько триллионов рублей в год. Оценка суммарных инвестиционных потребностей до 2035 года в Генеральной схеме развития нефтяной отрасли еще не завершена.

Опять-таки очень многое будет зависеть от того, какая стратегическая роль будет отводиться арктическому шельфу. Недавно Игорь Иванович Сечин доложил президенту о реальных успехах разведочного бурения на шельфе моря Лаптевых. По сути, речь идет об открытии новой нефтегазоносной провинции. Это может означать, что «Роснефть» в ближайшие годы намеренакратно увеличить инвестиции в этот регион.

Размер финансирования НГК будет определяться и изменениями фискальной системы. Если компании получают новые стимулы для долгосрочного развития, то инвестиции, думаю, будут расти более активно.

Однако надо подчеркнуть: важна не столько сумма инвестиций, сколько повышение эффективности их использования и правильное распределение.

Непредсказуемые санкции

Ред.: Как, по вашему мнению, может повлиять на инвестиционную устойчивость отечественного нефтегазового комплекса ужесточение американских санкций? Какие проекты в первую очередь окажутся под угрозой?

В.Ф.: Мы в нашем институте внимательным образом прочитали этот документ.

Что касается проектов нефтяной отрасли в России, то новые санкции никаких дополнительных ограничений не вводят. Нефтянка уже адаптировалась к прежним санкциям, без проблем переживает и эти. Хотя принятый в США закон допускает установление в перспективе неких дополнительных барьеров. И оценить эти потенциальные угрозы пока невозможно. Кроме того, впервые санкционные ограничения распространяются на участие российских компаний в зарубежных проектах.

А вот риски российских газопроводных проектов возрастают. Но в краткосрочном плане это несмертельные, неубивающие факторы.

Во-первых, неизвестно, как будут применяться новые ограничения на практике. Ведь новый американский закон не вводит санкции автоматиче-

ски, а создает рамочные возможности их использования. Окончательное решение все равно остается за администрацией США. То есть это не нож у горла, а пока еще дамоклов меч.

Во-вторых, значительную роль тут будет играть Евросоюз. В новом законе оговаривается, что санкции, касающиеся развития российской экспортной трубопроводной инфраструктуры, будут приниматься только после проведения консультаций с европейскими партнерами. Конечно, слово «консультации» не означает «получение согласия», но все-таки предполагает некоторую двустороннюю процедуру.

Примечательно, что первоначально европейские лидеры достаточно жестко отреагировали на принятие этого закона. Но впоследствии (видимо, после того как эксперты растолковали им смысл документа), тон их заявлений резко изменился. Они поняли, что Вашингтон не предполагает действовать в одностороннем порядке, а будет советоваться с Брюсселем.

Думаю, что Еврокомиссия постарается обеспечить учет собственных интересов при принятии таких решений. К тому же в любом случае имплементация новых санкций потребовала бы определенного времени, а европейская бюрократия славится своей медлительностью.

В-третьих, «Газпром» в последние годы показал неплохое умение договариваться с ЕС. К примеру, он вышел из довольно критической ситуации, сложившейся в результате антимонопольного расследования Еврокомиссии. Напомним, согласно нормам Третьего энергетического пакета, ему грозил штраф в размере до 10% от оборота! Эта мера выглядит абсурдно, о чем мы говорили с регуляторами ЕС на консультациях. В самом деле, если компания вкладывает в какую-либо страну, допустим, \$20 млн, а затем не выполняет там какие-то антимонопольные требования, то справедливо ли изымать у нее 10% от ее глобального оборота, возможно, достигающего десятки миллиардов долларов?

Хотя ситуация остается весьма непростой. Так, последнее решение Стокгольмского арбитража по взаимным искам «Газпрома» и «Нафтогаза» способно серьезно изменить ситуацию на европейском рынке. Оно подрывает доверие к самому ин-

ституту долгосрочных контрактов и незыблемости их базовых условий.

В целом же следует отметить, что конкуренция на европейском газовом рынке обостряется, растут регуляторные риски. И американские санкции — только один из элементов этой картины. В такой ситуации «Газпрому» предстоит работать еще достаточно долго, и надо к ней адаптироваться.

Ред.: Ряд экспертов высказывает мнение, что подоплекой американских санкций является желание США занять доминирующие позиции на европейском газовом рынке...

В.Ф.: США выходят на этот рынок в объективно трудных условиях. Цены на газ упали. И многие СПГ-проекты, прежде всего австралийские, оказались в ловушке. Они начинались в условиях очень высоких котировок, а нынешние цены позволяют в лучшем случае покрывать операционные издержки и не гарантируют возврат капиталовложений.

Американцы тоже попали в подобную ситуацию. Пока экспорт СПГ из США будет осуществляться только ради того, чтобы компенсировать эксплуатационные затраты и постепенно завоевывать позиции. Все-таки газовый бизнес (как и нефтяной) — долгосрочный, для него важна перспектива. А прогнозы показывают,

что глобальный спрос на СПГ будет расти значительными темпами. Ну и цены, наверно, выйдут на достаточно высокий уровень, для того чтобы обеспечить соответствующие объемы предложения.

Иными словами, американцы надеются на лучшее и «забывают позиции» на европейском рынке. А параллельно, как мне представляется, они пытаются выбить с этого рынка конкурента, или хотя бы затруднить его деятельность. То есть они стараются затормозить реализацию российских трубопроводных проектов.

Ред.: Каким же образом?

В.Ф.: Уже ясно, что к концу 2019 года в лучшем случае будет построена лишь первая нитка «Турецкого потока». Все труднее ожидать, что в эти сроки уложатся остальные газопроводные проекты. Значит, сохранится необходимость украинского транзита, что на руку американцам и, в определенной степени, Еврокомиссии.

С одной стороны, само по себе замедление ввода новых мощностей и использование украинского транзита не является критическим препятствием для поддержания объемов нашего газового экспорта.

С другой стороны, эта ситуация может использоваться для осуществления давления на «Газпром». К примеру, мы не знаем, каковы будут

условия прокачки газа по территории Украины. Из уст представителей «Нафтогаза» звучат противоречивые заявления — то о кратном росте тарифов, то о возможности их снижения. Это может привести к двойному давлению на «Газпром». Американцы будут наращивать поставки СПГ в Европу, а экспортные поставки российского газа подорожают из-за увеличения расходов на транзит.

В краткосрочной перспективе (до 2020–2022 годов) общая сумма капиталовложений в НГК может составить несколько триллионов рублей в год

Весьма примечательно, что американцы уже заявили о своей заинтересованности в участии в оперировании украинской газотранспортной системой. Получается, что они стремятся получить контроль над транзитными поставками своего основного конкурента, «Газпрома». И это создает риски и для нас, и для наших европейских партнеров.

Европейцы традиционно боятся укрепления позиций российского газа и «Газпрома» на своем рынке. А они не боятся попасть в зависимость



Трубы для проекта «Северный поток-2»

от Турции, как от потенциального крупнейшего транзитера газа из РФ? Не пугает ли их газовая зависимость от США?

Диверсификация источников импорта газа — справедливая цель европейской энергетической политики. Но ведь она подразумевает выстраивание эффективных взаимоотношений со всеми партнерами, а не смену одного ведущего поставщика на другого. Европа должна вырваться из плена мифов, не бояться призраков, не пытаться играть на противоречиях между экспортерами энергоресурсов. Только тогда она добьется подлинной диверсификации.

Американцы «забивают позиции» на европейском газовом рынке. А параллельно они пытаются выбить с этого рынка конкурента, или хотя бы затруднить его деятельность

Если европейский рынок будет расти, то на нем найдется место и для американского СПГ. Но это должно стать результатом честной конкуренции, а не диктата, не каких-либо односторонних действий.

Азия нам поможет?

Ред.: Возможно, санкции станут стимулом для расширения сотрудничества с азиатскими партнерами — как в технологической, так и в финансовой сфере...

В.Ф.: Это уже происходит. В последние годы были заключены крупные сделки с китайскими и индийскими партнерами. Они заинтересованы в разработке наших запасов, готовы к инвестированию и даже к обмену активами.

В технологическом плане ситуация чуть сложнее. Западные компании по-прежнему остаются лидерами в сфере разработки определенных технологий и оборудования для НГК. Хотя, к примеру, платформы для морского бурения «Роснефть» арендует уже не на Западе, а у Китая и Южной Кореи. Компании из этих стран являются также участниками проекта по созданию верфи «Звезда».

Таким образом, технологическое превосходство западных корпораций не стоит переоценивать. Да, есть некоторые узкие сегменты, где они доминируют. Но их не так много. К тому же игроки, действующие в этих узких сегментах, не горят желанием потерять Россию в качестве потенциального заказчика. Ведь рынок их сбыта не столь велик, и утрата РФ может стать очень болезненным ударом по их бизнесу.

Ред.: Как же действовать в этих условиях России?

В.Ф.: Надо использовать политические рычаги для того, чтобы неизбежные переговоры о продлении украинского транзита носили конструктивный характер. Требуется искать точки «смыкания интересов» между европейскими потребителями и российскими поставщиками.

В конце концов, существуют все признанные принципы тарифооб-

разования. Тарифы должны обеспечивать как операционные издержки, так и инвестиции в реконструкцию и модернизацию ГТС. Они не могут быть никак связаны с потребностями бюджета страны-транзитера.

Но об этом часто забывают. Транзитеры склонны к тому, чтобы увеличивать выгоды своего географического положения. Зачастую они ведут переговоры с позиции «а куда вы денетесь?». Этого надо избегать.



Южно-Русское месторождение

Я считаю, что европейцы должны проявить свои знаменитые посреднические способности в переговорах между Москвой и Киевом по транзиту. Ведь это напрямую касается их интересов.

Россия остается конкурентоспособной

Ред.: Как происходящие изменения на глобальных энергетических рынках способны повлиять на конкурентные позиции России?

В.Ф.: Действительно, энергетический ландшафт в настоящее время быстро меняется, и России необходимо постоянно это учитывать. Сланцевая революция в США и некоторое замедление роста спроса на жидкие углеводороды в АТР привели к резкому снижению цен на нефть. А развитие ВИЭ в Европе оказывает существенное влияние на объем потребления и цену природного газа.

Несмотря на это, Россия остается конкурентоспособной по сравнению с другими производителями энергоресурсов, в том числе за счет их низкой себестоимости. По оценке Goldman Sachs, российские нефтяные проекты в 2016 году генерировали положительный свободный денежный поток при ценах \$10/барр. А по оценке Wood Mackenzie, 80% из них останутся прибыльными даже при цене \$20/барр.

Ред.: В мае принято решение о продлении ограничений на добычу нефти в рамках соглашения ОПЕК+. Позволит ли эта мера стабилизировать глобальный нефтяной рынок?

В.Ф.: Мировой нефтяной рынок уже достиг баланса спроса и предложения во II квартале нынешнего года. А в III квартале прирост спроса может составить до 2 млн барр/сут.

Однако коммерческие запасы нефти и нефтепродуктов в развитых странах пока еще существенно превышают средний уровень 2010–2014 годов. За I полугодие они уменьшились всего на 20 млн барр. Полагаю, что продление соглашения ОПЕК+ позволит сократить их величину.

Подобная кооперация имела положительный финансовый эффект для стран-участников соглашения. Их поступления от экспорта нефти выросли примерно на 15%. Такого результата вряд ли удалось бы добиться путем простого наращивания добычи и борьбы за доли рынка.

Наши расчеты показывают, что пролонгация соглашения до I квартала 2018 года позволит странам ОПЕК увеличить поступления от экспорта примерно на 27% (с июля 2017 года по декабрь 2018-го) по сравнению со сценарием завершения действия соглашения в июне 2017 года. Для России этот прирост может составить порядка 25%.

Но я полагаю, что соглашение ОПЕК+ — это лишь первый естественный шаг к балансировке рынка. Требуется совершенствование системы мониторинга его выполнения и влияния на рынок.

Нужно также создать эффективный механизм воздействия физического рынка и достоверной информации о нем на нефтяной финансовый рынок. К сожалению, последний продолжает ориентироваться на источники, дающие достаточно случайную или намеренно искаженную информацию.

Положительной тенденцией последнего времени я считаю то, что прекратились резкие колебания нефтяных цен. Ведь еще недавно они могли достигать \$5/барр в сутки. Такая волатильность не нужна никому, кроме спекулянтов. При всем уважении к финансовому рынку, его роль в отрасли все же не должна быть доминирующей. Динамику цен должны определять факторы спроса и предложения, а не страхи и слухи.

Приоритеты и «земные» проблемы

Ред.: Сейчас продолжается работа над новой редакцией Энергетиче-

ской стратегии РФ. Но почему она так затянулась? И какой вид будет иметь новая стратегия?

В.Ф.: Действительно, процесс подготовки новой редакции Энергетической стратегии на период до 2035 года оказался долгим и непростым. Она разрабатывается с лета 2013 года, первая ее редакция появилась еще три с половиной года назад. При этом нельзя сказать, чтобы ее основные положения за это время принципиально изменились.

Сложности и задержки при разработке ЭС связаны с тем, что она должна опираться на долгосрочную экономическую стратегию. А таковой просто нет

Помню, на заседании Общественного совета при Минэнерго (членом которого я являюсь) рассматривался принципиальный вопрос: как должна выглядеть стратегия? В традиционном понимании — это обширный документ с большим количеством таблиц, детальным описанием проектов и т.д. Но, по предложению председателя Общественного совета Германа Грефа, было решено все-таки сосредоточиться на сжатом документе, отражающем основные приоритеты. К нему могут быть приложения, но сам он должен ограничиваться 50–60 страницами. Это предложение было реализовано.

Часто в СМИ говорят, что проект ЭС-2035 слишком общий. Но он и

Прорыв НОВАТЭКа

Ред.: А насколько, по вашему мнению, будет конкурентоспособен на мировых рынках российский СПГ?

В.Ф.: Руководство НОВАТЭКа утверждает, что сжиженный газ проекта «Ямал-СПГ» будет очень конкурентоспособным благодаря низким издержкам. По последним данным, удельные капитальные затраты этого проекта составят \$600 на 1 тонну мощностей по сжижению. У многих зарубежных компаний этот показатель приближается к \$1 тыс./т. Видимо, НОВАТЭК — хороший переговорщик и ему удалось добиться относительно низких цен на приобретаемое оборудование.

Я склонен верить цифрам, которые приводит НОВАТЭК. Это публичная компания, и ей нет смысла обнародовать недостоверную информацию — она легко проверяется путем анализа производственных и финансовых показателей. Тем более что компания намерена расширять свои мощности (в том числе за счет реализации проекта «Арктик СПГ-2»). И значит, она обязана повышать свою экономическую эффективность в целях привлечения новых инвесторов.

Думаю, уже в следующем году мы сможем убедиться, насколько рентабельным окажется этот проект и будет ли ямальский СПГ конкурентоспособен в АТР, Европе и, возможно, на других рынках.

Ред.: Каковы в целом перспективы развития российско-европейского энергетического диалога?

В.Ф.: Наш институт еще в 2013 году активно участвовал в подготовке документа под названием «Дорожная карта энергетического сотрудничества России–ЕС до 2050 года». Он был подписан министром энергетики РФ и комиссаром по энергетике Евросоюза. И, несмотря на общее политическое охлаждение, он остается юридически действующим. Вы можете его найти на сайтах и Еврокомиссии, и Минэнерго РФ.

В чем особенность этого документа? Он построен на принципе win-win. То есть мы не пытались одним махом преодолеть все разногласия, существующие между Россией и Европой по многим вопросам, а старались найти точки соприкосновения, взаимного интереса. И, на мой взгляд, нашли их.

В частности, документ предполагает развитие панъевропейской газовой инфраструктуры и формирование открытых, прозрачных, эффективных и конкурентных рынков газа. Таких, где любые производители (включая Россию) смогут продавать, а потребители покупать газ без искусственно созданных торговых барьеров и дискриминационных правил, в любом пункте поставки и по справедливой цене. Для этого предполагается осуществить шаги в направлении создания совместной панъевропейской операционной платформы для представляющих сторону ЕС, российских и иных заинтересованных операторов газотранспортных систем. Эта платформа должна поддерживать интегрированный газовый рынок и функционирование газовой инфраструктуры — от скважины до конечного потребителя. В этом заинтересован, в первую очередь, Европейский союз, потому что это повышает надежность, оперативность и эффективность поставок газа.

Я полагаю, что в условиях нынешнего политического напряжения между Москвой и Брюсселем (обусловленного отнюдь не энергетической проблематикой) упомянутая дорожная карта могла бы стать основой для перезагрузки отношений. Ведь сами европейцы должны понимать, что лучше любая форма диалога, чем его полная заморозка. Отсутствие регулярных контактов порождает еще больше конфликтных ситуаций.

должен быть общим. Конечно, компании были бы рады увидеть в этом документе перечисление своих проектов. Тогда в ходе переговоров с госорганами они могли бы сослаться на стратегию и добиваться льгот для этих проектов. Но разве в этом задача Стратегии?

как будет развиваться институциональная среда, о которой мы уже говорили. Но в предвыборный год «политический горизонт» очень ограничен. Правительство избегает принятия каких-либо резких решений, касающихся преобразований в тех или отраслях, особенно в газовой.

Ред.: Параллельно с разработкой ЭС-2035 идет и подготовка генсхем развития нефтяной и газовой отраслей. Они также будут иметь «общий характер»?

В.Ф.: Наш институт активно работает над нефтяной генсхемой, принимает участие и в подготовке газовой. И нам кажется, что в этих документах (в отличие от ЭС) должны быть прописаны конкретные решения.

Мы немало обсуждали этот вопрос с представителями нефтегазовых компаний и Минэнерго. И, по моему, нам удалось сделать документ, который задает ориентиры развития нефтяной отрасли, четко определяет, что нужно делать. И, что важно, он не вызывает аллергии ни у одной из сторон. Ситуация с газовой генсхемой сложнее — пока не сняты все противоречия между участниками рынка.

Таким образом, ЭС-2035 — это перечень установок, которые государство дает отрасли. Они должны быть сформулированы четко и выпукло. А вот детали — конкретные изменения налогового законодательства, таможенно-тарифной политики и т.д. — раскрываются уже в генсхемах.

Ключевой плюс генсхем заключается в том, что они формируются в тесном диалоге с компаниями. В то время как Энергостратегия составляется государством с привлечением научных институтов и в меньшей степени игроков рынка. Поэтому генсхемы носят более практический характер, отражают интересы и чаяния тех, кто работает «на земле».

Методом проб и ошибок

Ред.: Каковыми, на ваш взгляд, должны быть параметры налоговой реформы в нефтяной отрасли?

В.Ф.: Как я уже отмечал, такая реформа назрела. Если и дальше ничего не менять, то в середине 2020-х годов нефтедобыча выйдет на падающую траекторию. Это, в свою очередь, приведет к сокращению поступлений в российскую казну.

Налоговая система не должна носить чисто фискальный характер, она должна решать средне- и долгосрочные задачи. Конечно, в условиях дефицита бюджета это сложно, но абсолютно необходимо.

Если говорить о проекте введения НДС, то это, безусловно, шаг вперед. Но далеко не достаточный. Это половинчатое решение. Оно обусловлено тем, что Минфин не соглашается на выпадение каких-либо доходов даже в среднесрочной перспективе.

В итоге во многих случаях текущие льготы по НДС остаются более выгодными для производителей, чем переход на НДС. А целые категории запасов (например, высокообводненных месторождений) не подпадают ни под льготы, ни под НДС.

В целом, системного решения по-прежнему нет. Его поиск и согласование — задача ближайших трех-четырёх лет. Напомню, крайняя точка, за которой нас ждет, если ничего не предпринимать, ошутимое снижение добычи, — 2025 год.

Но при этом налоговые изменения не должны быть слишком резкими. Ведь у каждой компании есть свои долгосрочные планы, договоренности с партнерами и т.д. Нельзя

Невозможно раз и навсегда выработать какую-то универсальную оптимальную фискальную схему. Надо методом проб и ошибок искать комбинации налоговых механизмов

Сложности и задержки при разработке ЭС-2035 связаны с тем, что она должна опираться на долгосрочную экономическую стратегию. А таковой просто нет. В лучшем случае есть какие-то программы до 2020 года, но этого недостаточно, чтобы планировать развитие ТЭК до 2035 года. Непонятно, каковы будут темпы роста экономики, а значит, и спрос на энергоресурсы на внутреннем рынке.

Помимо количественных ориентиров, необходимо и понимание того,

в одночасье разрушить прежнюю фискальную систему и «в чистом поле» выстроить новую. Должна быть некая притирка, требующая определенного времени.

Сейчас идет подготовка целого ряда предложений по параметрам налоговой реформы. В частности, наш институт принимает активное участие в обосновании предложений по введению льготного режима для обводненных месторождений. Нужны дополнительные преференции и для других видов ТРИЗ.

Особо бы отметил необходимость налогового стимулирования геолого-разведки. Возможный вариант — вычет затрат на ГРП из базы налога на прибыль (либо из базы НДС).

Ред.: *Но упоминаемые вами новшества неизбежно приведут к усложнению налоговой системы, а не к ее унификации...*

В.Ф.: Так и должно быть. Невозможно раз и навсегда выработать какую-то универсальную оптимальную фискальную схему. Мол, перейдем на НДС, и будет нам счастье. Не будет. Надо методом проб и ошибок искать комбинации налоговых механизмов, которые позволяют выполнить задачи, поставленные в ЭС-2035 и отраслевых генсхемах.

А фискальным органам следует научиться работать в более дивер-

сифицированной налоговой системе. Конечно, проще всего брать налоги с валовой добычи или экспорта. Но это не эффективно. Налоговики должны учитывать и качество нефти, и условия ее извлечения. Во всех странах с развитым нефтегазовым комплексом к этому пришли.

Возможно, для осуществления такой работы потребуется увеличить штат сотрудников налоговых органов. Но, уверяю вас, рост административных расходов себя окупит сторицей.

Сегодня в отрасли широко внедряются так называемые интеллектуальные системы управления производством. И налоговая система у нас тоже должна быть интеллектуальной.

Газовая реформа на бумаге

Ред.: *Каковы, по вашему мнению, перспективы проведения масштабной реформы газовой отрасли в стране?*

В.Ф.: Такая реформа, с одной стороны, назрела. А с другой стороны, на фоне избытка газа на внутреннем рынке и стагнации внутреннего спроса государство не имеет сильных стимулов к ее проведению.

Между тем за последние несколько лет резко изменились внешние условия деятельности «Газпрома» — как на внутреннем, так и на внешнем

рынке. Внутри страны концерн уже давно не является единственным поставщиком газа. На его долю приходится лишь половина от объемов реализации этого энергоресурса российскими потребителями.

Что же касается европейского рынка, то раньше «Газпром» взаимодействовал на нем с так называемыми национальными чемпионами: Ruhrgas, Gaz de France и т.д. То есть отечественный монополист общался с равными ему по весу европейскими корпорациями-монополистами. И это выглядело вполне естественно и закономерно.

Но теперь европейский рынок газа сильно изменился. Традиционные партнеры «Газпрома» — кого уж нет, а те далеке. Вместо них появилось множество небольших компаний, увеличилась роль краткосрочных контрактов. С политической точки зрения в Европе упираться на несоответствие — все более конкурентный внутренний рынок ЕС и российский монополист.

Таким образом, и внутренние, и внешние условия подталкивают российскую газовую отрасль к реформам. Но они буксуют. Сначала в 2012-м, а затем в 2014 году были приняты решения Президентской комиссии по ТЭК, которые предусматривали создание равных и прозрачных условий на отечественном газовом рынке. Но из множества пунктов, включенных в эти решения, выполнен только один — создана площадка для биржевой торговли газом на СПБМТСБ. Это большое достижение, но, увы, недостаточное.

Все остальные направления реформы так и остались на бумаге. Это обусловлено противоречиями между ведущими игроками данного рынка. Один из таких вопросов — дерегулирование цен поставок «Газпрома» для коммерческих потребителей. Однако, с точки зрения самих потребителей, это наиболее рискованный и наименее востребованный шаг. В зависимости от конъюнктуры цены на газ могут как снизиться, так и скачкообразно вырасти. Отдельной болевой точкой может стать появление существенного межсезонного дифференциала.

По моему мнению, реформа должна быть комплексной, исходящей из системного видения. Либерализация цен или введение института гарантирующего поставщика — это

Осторожная либерализация

Ред.: *Как вы оцениваете идею либерализации экспорта газа?*

В.Ф.: Это сложный вопрос. Довольно ясно, что первый шаг на этом пути — разрешение экспорта СПГ для независимых — привел к положительным результатам. Это ярко видно на примере НОВАТЭКа. В свою очередь, «Газпром», который долгое время откладывал реализацию собственных СПГ-проектов, теперь ими активно заинтересовался. То есть конкуренция, если она разумно организована, создает хорошие стимулы, в том числе для прежнего монополиста.

Вопрос либерализации экспорта трубопроводного газа тоже, видимо, станет актуальным в ближайшей перспективе. Потому что, как уже отмечалось, в Европе изменились обстоятельства. «Газпром» пытается под них подстраиваться. Он сделал условия поставок гораздо более гибкими, благодаря чему нарастил свой экспорт.

Но концерн неизбежно упрется в определенные границы. Таковыми границами являются опасения европейцев по поводу слишком большой доли одной компании на рынке ЕС. Поэтому, возможно, либерализация нашего газового экспорта будет больше соответствовать тем процессам, которые происходят на европейском рынке. И это позитивно повлияет на рост объемов поставок газа из России в Европу.

Безусловно, либерализацию экспорта надо осуществлять разумно. Нельзя допускать конкуренции российских поставщиков между собой за одних и тех же покупателей газа. Этого можно избежать мягкими методами взаимодействия поставщиков, при той или иной роли государства.

только отдельные ее звенья. Основная опасность заключается как раз в том, что вместо комплексных преобразований будут предлагаться различные частные решения, лоббируемые отдельными игроками (в первую очередь, тем же «Газпромом»). В итоге с институциональной точки зрения отрасль станет еще менее эффективной.

нять систему формирования тарифов и обеспечить справедливое распределение свободных мощностей ГТС.

Импортозамещению нужно время

Ред.: Производственный потенциал российского НГК во многом базируется на иностранных технологиях и оборудовании. Разворачиваемый сейчас процесс импортозамещения явно буксует. Каким образом, по вашему мнению, можно и нужно решать эту проблему?

В.Ф.: По-моему, само слово импортозамещение — не самое удачное. Перед нами не стоит задача выпускать всю гамму нефтегазового оборудования от А до Я, да еще и лучше всех в мире. Это просто невозможно. Наша цель — встраиваться в международные цепочки производства. Для этого надо сотрудничать с различными партнерами. Прежде всего, с теми, кто готов это делать в условиях санкционного давления.

И я думаю, преждевременно утверждать, что импортозамещение (если уж использовать это слово) буксует. Разработка новых образцов оборудования и налаживание их серийного производства занимает годы. Столько времени еще просто не прошло.

Проблемой России является доставшееся нам из прошлого практически полное отсутствие инжиниринга. В советские времена существовала традиционная цепочка: академические учреждения — отраслевые НИИ — проектные институты. Каждый вроде бы делал свою работу,

но проекты реализовывались с большим трудом и под сильнейшим давлением сверху.

В мире же инновационный процесс выстроен по-другому. Инжиниринговая компания ведет проект от и до, сама выбирает себе партнеров, взаимодействует с ними и на выходе предлагает готовый продукт. У нас начали появляться такие технологические лидеры, но процесс их формирования тоже потребует времени.

Помимо импортозамещения, необходимо уделять внимание и локализации производства на территории РФ иностранного нефтегазового оборудования. Возможно, это наилучший вариант, позволяющий сочетать зарубежный опыт и отечественный технологический и кадровый потенциал.

Ред.: А может ли государство использовать какие-либо меры принуждения к импортозамещению?

В.Ф.: Да, может. Вспомним, к примеру, опыт реализации СРП в России. Их операторы были обязаны закупать определенную долю российской продукции и услуг. Аналогичные требования существуют во многих странах мира, включая республики СНГ. И только в России от них отказались.

Я сотрудничал по проектам Всемирного банка для РФ. В этой организации действует следующее правило проведения тендеров. Если местная компания делает предложение, которое соответствует требованиям и его цена не более чем на 15% превышает цену заявки иностранного конкурента, то она побеждает. Тем самым ВБ способствует развитию местных рынков. Почему у нас такая практика не применяется?

Свою негативную роль играет и менталитет сотрудников нефтегазовых компаний, ответственных за закупку оборудования и технологий. При прочих равных условиях они традиционно предпочитали бренд известного зарубежного производителя, а не российского.

Эту ситуацию надо менять комплексно. То есть, с одной стороны, должна существовать система мягкого принуждения к импортозамещению. С другой стороны, необходимо развивать инжиниринг и систему венчурной поддержки инноваций. В этом случае темпы импортозамещения и локализации могут значительно ускориться. □

Основная опасность газовой реформы заключается в том, что вместо комплексных преобразований будут предлагаться различные частные решения, лоббируемые отдельными игроками

Думаю, начинать нужно все-таки не с либерализации цен, а с прозрачности тарифообразования на услуги по транспортировке и хранению газа. В последнее время эти тарифы практически заморожены. Но не снят вопрос о том, насколько они вообще обоснованы. Раньше ведь практика была такова: тарифы автоматически индексировались вслед за повышением стоимости газа. А собственно почему?

Такая практика привела к тому, что независимым производителям оказались выгодны только поставки на короткие расстояния — в регионы, соседствующие с местами газодобычи. А значит, реальная конкуренция возникала лишь в этих регионах. Такое вот «рыночное гетто». Но ведь рынок должен охватывать всю страну! Чтобы этого добиться, надо ме-



Завод по производству СПГ в рамках «Сахалина-2»

СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ

Глобальные и локальные рынки нефти и нефтепродуктов: анализ, ценообразование, торговые потоки

21 СЕНТЯБРЯ 2017, МОСКВА, МЕТРОПОЛЬ



Ценообразование
на нефть и нефтепродукты



Анализ
нефтеперерабатывающей отрасли,
спрос и предложение



Волатильность
нефтяных цен



Торговые потоки
и экспорт нефтепродуктов



Бенчмарки и ключевые
индикаторы



Новые инструменты
биржевой торговли

Организатор

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

Подробная информация об участии в мероприятии по телефонам:

+7 (495) 640-34-64, 620-58-44, 8-800-333-05-15,

e-mail: mail@oilandgasforum.ru, www.oilandgasforum.ru

ТУГОЙ БЮДЖЕТНЫЙ ПОЯС

Страны ОПЕК вынуждены адаптировать свои экономические модели и бюджеты для ответа на вызов снизившихся мировых нефтяных цен



**ВИТАЛИЙ ЕРМАКОВ
ДАРЬЯ КИРОВА**

Центр изучения
энергетической политики НИУ ВШЭ

Соглашение ОПЕК+ о сокращении добычи действует до марта 2018 года. Его основная цель — устранение профицита предложения и сокращение товарно-складских запасов. Однако ребалансировка мирового нефтяного рынка затягивается на фоне оживления добычи в США. «Траншейная война» между производителями нефти плотных пород в Северной Америке и нефтяным картелем и присоединившимися к соглашению странами (прежде всего, Россией) заставляет обе стороны работать в режиме выживания. В случае нефтяных компаний США мерилom глобальной конкурентоспособности выступают собственно отраслевые затраты. На первый взгляд, у основных стран-членов ОПЕК себестоимость добычи нефти очень низкая. Но в рамках долгосрочной глобальной конкуренции они вынуждены дополнительно ориентироваться на цены бюджетной безубыточности (fiscal breakevens). Это приводит к выравниванию позиций в борьбе за главный приз — влияние на мировой нефтяной рынок.

Ценовая динамика на нефтяном рынке характеризуется ярко выраженной циклическостью. И вслед за фазой «рынка покупателя» неизбежно наступает фаза «рынка продавца».

В фокусе внимания отраслевых аналитиков, пытающихся угадать момент перелома ценового тренда, постоянно находятся цены безубыточной добычи нефти плотных пород в США. При этом большинство рыноч-

ных игроков убеждены в том, что именно ситуация с производством данных видов энергоресурсов в Соединенных Штатах и уровень их себестоимости сейчас являются основным ориентиром для формирования глобальных нефтяных цен.

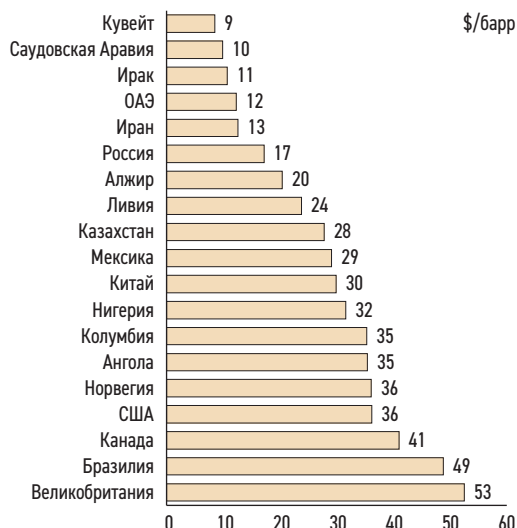
Но есть еще один важный показатель, влияющий на текущее состояние и будущее поведение нефтяного рынка. Это цены, необходимые для балансировки бюджетов основных стран-экспортеров нефти Ближнего Востока и Северной Африки (БВСА), составляющих основу ОПЕК.

В бюджетной ловушке

По показателю себестоимости добычи на скважине ближневосточные страны-производители нефти находятся в выигрышном положении с точки зрения глобальной конкуренции с компаниями Северной Америки. По результатам 2016 года у первых этот показатель оценивается в \$10–12/барр, в то время как у вторых — около \$40/барр (см. «Себестоимость добычи нефти на скважине»).

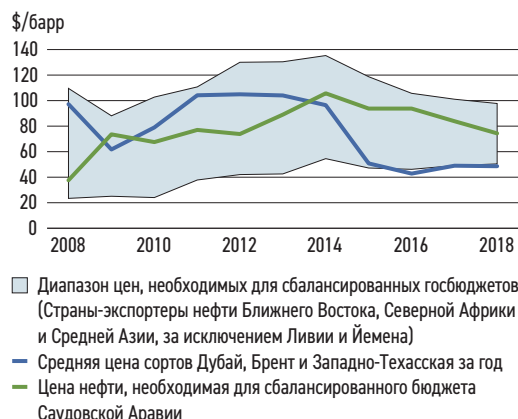
Но анализ зависимости экономик и государственных бюджетов стран Ближнего Востока и Северной Африки от нефтяных цен меняет расклад сил. Снижение себестоимости добычи нефти в США в результате технологического прогресса (структурный фактор) и корреляции затрат со сни-

Себестоимость добычи нефти на скважине, 2016 г.



Источник: Rystad Energy и МЭА

Цены на нефть, необходимые для сбалансированных госбюджетов, 2008–2018 гг.



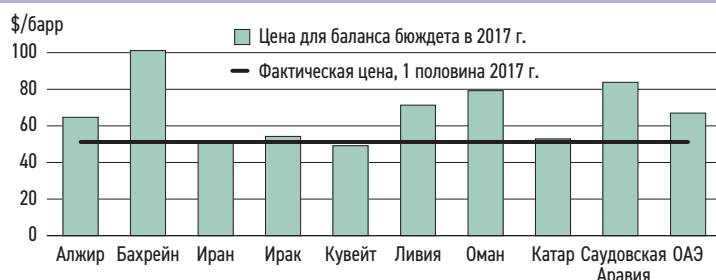
Источник: Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ, данные и прогноз МВФ

жившимися ценами (циклический фактор) является серьезнейшим вызовом для стран ОПЕК с низкой стоимостью добычи, но высокой ценой бюджетной безубыточности. Нефтя-

ной сектор является основным источником бюджетных поступлений для государств БВСА. Поэтому для сбалансированности национальных бюджетов им необходимы высокие

цены на нефть. Рыночные котировки за первую половину 2017 года, составившие в среднем около \$50/барр, не позволяют большинству стран ближневосточного региона достичь указанной цели (см. «Цены для баланса бюджета ряда стран ОПЕК»).

Цены для баланса бюджета ряда стран ОПЕК, 2017 г.



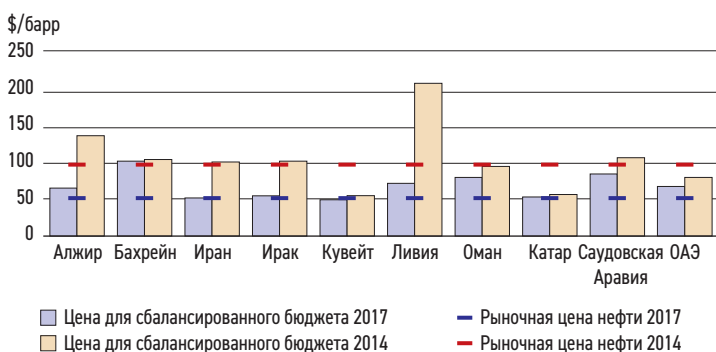
Источник: Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ, данные МВФ

ПО ПОКАЗАТЕЛЮ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ НА СКВАЖИНЕ БЛИЖНЕВОСТОЧНЫЕ СТРАНЫ-ПРОИЗВОДИТЕЛИ НЕФТИ НАХОДЯТСЯ В ВЫИГРЫШНОМ ПОЛОЖЕНИИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ГЛОБАЛЬНОЙ КОНКУРЕНЦИИ С КОМПАНИЯМИ СЕВЕРНОЙ АМЕРИКИ

Зависимость стран-производителей нефти БВСА от высоких цен безубыточности сформировалась на волне рекордного роста нефтяных котировок в течение предшествующего десятилетия. Чрезмерный рост госрасходов отчетливо виден в повышении цены нефти, необходимой этим странам в 2008–2014 годах — как для группы стран БВСА в целом, так и для наиболее важного игрока на мировом нефтяном рынке — Саудовской Аравии.

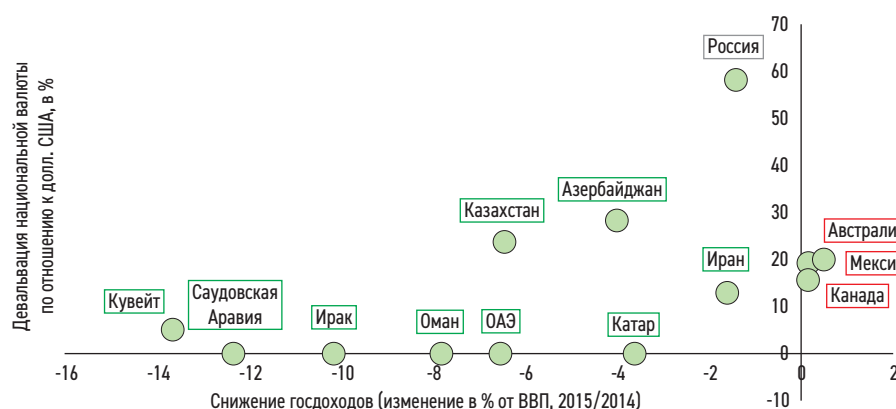
До 2014 года мировые рыночные котировки позволяли с комфортом сводить государственные бюджеты стран БВСА, сформированные с расчетом на цены в \$100/барр и даже выше. Но после начала ценовой вой-

Оптимизация госбюджетов стран-экспортеров нефти



Источник: Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ, данные МВФ

Девальвация национальной валюты по отношению к доллару, %, и сокращение бюджетных расходов, 2015 г. к 2014 г.



Источник: Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ, данные Всемирного банка

Чувствительность дефицита бюджета РФ к цене нефти и обменному курсу в 2016 г.

Обменный курс руб./\$	Цена на нефть, \$/барр								
	70	65	60	55	50	45	40	35	30
60	-0,6	-1,3	-2	-2,8	-3,6	-4,4	-5,3	-6,3	-7,3
65	0	-0,6	-1,4	-2,2	-3	-3,9	-4,8	-5,8	-6,8
70		0	-0,8	-1,5	-2,4	-3,3	-4,2	-5,3	-6,4
76			0	-0,9	-2,7	-2,6	-3,6	-4,7	-5,8
84				0	-0,9	-1,8	-2,9	-4	-5,2
94					0	-0,9	-2	-3,1	-4,4
105						0	-1,1	-2,3	-3,6
120							0	-1,2	-2,6
140								0	-1,4
168									0
Параметры, при которых дефицит бюджета РФ остается в пределах целевых 3%									

Источник: Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ, оценки Bank of America Merrill Lynch

ны в ноябре 2014 года эти страны оказались в зоне высокого риска (см.

«Цены на нефть, необходимые для сбалансированных госбюджетов»).

Столкнувшись с серьезным вызовом своей экономической модели и долгосрочной международной конкурентоспособности, страны БВСА сумели за прошедшие два с половиной года снизить свою зависимость от высоких цен бюджетной безубыточности. Так, Алжир, Иран и Ирак достигли значительного прогресса в рекалিবровке госрасходов, отвечающей текущей ценовой конъюнктуре.

Ситуация с госбюджетами Кувейта и Катара изначально была стабильной и не требовала радикальных изменений. Ситуация в Ливии после нескольких лет гражданской войны начала стабилизироваться, а резкий рост ливийской добычи в 2017 году привел к значительному снижению

цены, необходимой бюджету. Саудовская Аравия, ключевой игрок мирового нефтяного рынка, сумела, согласно расчетам МВФ, снизить цену, необходимую для баланса государственных доходов и расходов со \$106/барр в 2014 году до \$84/барр в 2017-м (см. «Оптимизация госбюджетов стран-экспортеров нефти»).

Инструменты перезагрузки

При этом интересно, что страны-экспортеры нефти и других природных ресурсов, столкнувшись с циклическим снижением цен на сырьевые товары, использовали разные инструменты для перезагрузки своих экономических моделей и приспособления их к новым условиям.

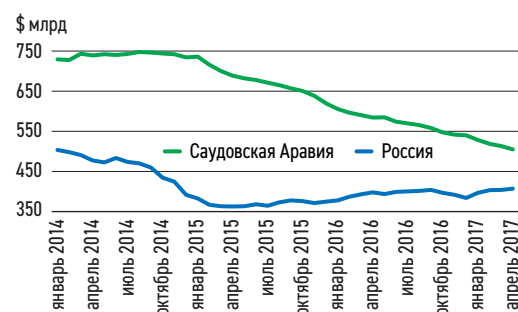
Одной из важнейших развилек экономической политики явился выбор между монетарными и фискальными (в широком смысле) инструментами адаптации в ответ на вызов низких нефтяных цен и снижение цен безубыточности добычи у конкурентов. Страны, осуществляющие политику гибкого обменного курса национальной валюты, использовали девальвацию как инструмент снижения затрат в долларовой выражении. В результате они сумели относительно быстро провести необходимую адаптацию экономики к изменившимся условиям.

С другой стороны, государства, имеющие жесткую привязку национальной валюты к доллару США (такие как Саудовская Аравия и другие страны Персидского залива), испытали серьезное сокращение бюджетных поступлений. В итоге они были вынуждены тратить свои золотовалютные резервы и использовать иные механизмы адаптации, занимающие более длительное время (см. «Девальвация национальной валюты и сокращение бюджетных расходов»).

Россия осуществила одну из самых масштабных девальваций национальной валюты среди крупнейших производителей нефти. Это позволило добиться макроэкономической стабилизации, а также резко снизить затраты на добычу в долларовой выражении и повысить международную конкурентоспособность национального нефтегазового сектора.

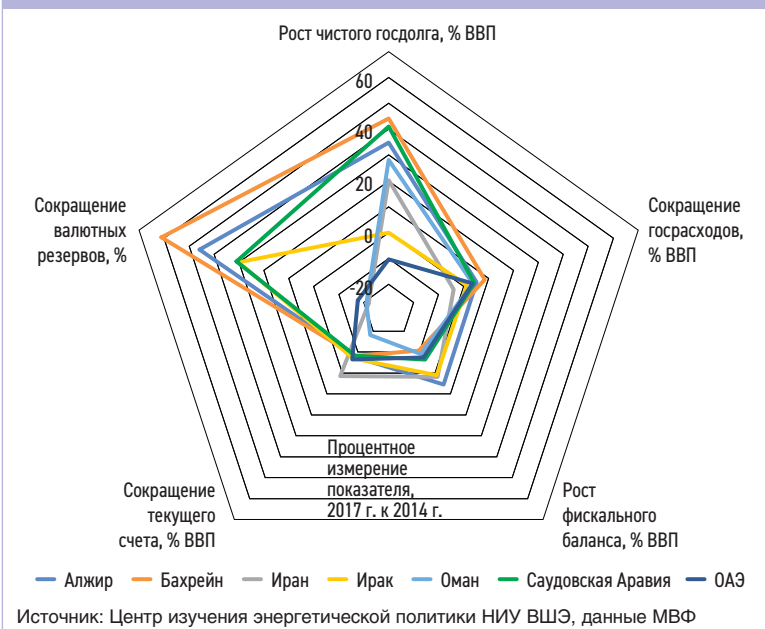
Переход ЦБР к политике плавающего курса рубля предоставляет российскому руководству большую гибкость при формировании бюджета в рамках запланированного дефицита

Динамика золотовалютных запасов России и Саудовской Аравии



Источник: Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ, данные МВФ

Страны БВСА: набор макроэкономических инструментов для адаптации к изменению цен на нефть



тику фиксированного курса национальной валюты. В этих условиях основными инструментами макроэкономической стабилизации выступают рост госдолга и расходование международных валютных резервов при некотором сокращении бюджетных расходов (см. «Страны БВСА: набор макроэкономических инструментов для адаптации к изменению цен на нефть»).

ОДНОЙ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ РАЗВИЛОК ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ЯВИЛСЯ ВЫБОР МЕЖДУ МОНЕТАРНЫМИ И ФИСКАЛЬНЫМИ (В ШИРОКОМ СМЫСЛЕ) СПОСОБАМИ ПЕРЕЗАГРУЗКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

При этом страны с большим населением имеют меньший простор для маневра в отношении мер стабилизации. Поэтому они находятся в зоне риска в случае длительного периода низких нефтяных цен (см. «Фактор размера населения в изменении бюджетных балансов стран БВСА»).

в широком диапазоне нефтяных цен (см. «Чувствительность дефицита бюджета РФ к цене нефти и обменному курсу, 2016 г.»).

Политика плавающего валютного курса также помогла России быстро стабилизировать ситуацию с международными валютными резервами. Между тем в Саудовской Аравии темпы сокращения валютных резервов начинают вызывать опасения относительно долгосрочной бюджетной стабильности в условиях сохранения низких нефтяных цен.

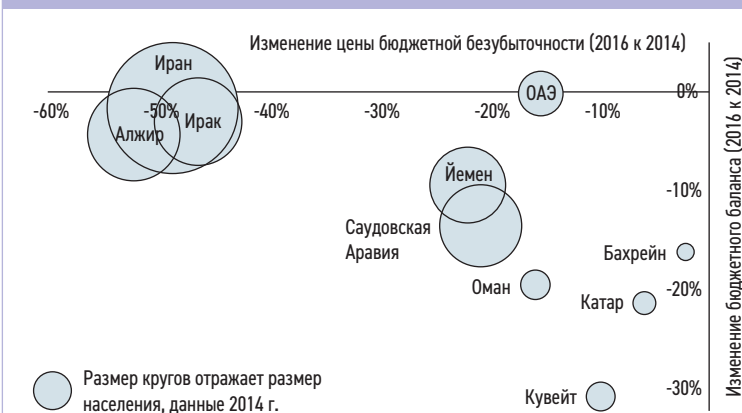
Стоит отметить, что если в январе 2015 года международные резервы КСА были почти на \$400 млрд больше, чем у России, то к июню 2017 года эта разница сократилась до \$100 млрд. При этом российские резервы показывают небольшой стабильный рост, а саудовские продолжают сокращаться (см. «Динамика золотовалютных запасов России и Саудовской Аравии»).

Многие страны Персидского залива в силу слабой диверсификации своей экономики и особенностей торгового баланса используют поли-

МНОГИЕ СТРАНЫ ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА В СИЛУ СЛАБОЙ ДИВЕРСИФИКАЦИИ СВОЕЙ ЭКОНОМИКИ И ОСОБЕННОСТЕЙ ТОРГОВОГО БАЛАНСА ИСПОЛЗУЮТ ПОЛИТИКУ ФИКСИРОВАННОГО КУРСА НАЦИОНАЛЬНОЙ ВАЛЮТЫ

Именно в этом контексте нужно будет рассматривать мотивации ключевых членов ОПЕК при грядущем в начале 2018 года принятии решения о сохранении или прекращении действующей политики сокращения добычи. Картели необходимо устранить профицит предложения и, в идеале, создать некоторый дефицит на рынке. При этом ОПЕК надеется, что циклические факторы роста затрат в США перевесят структурные факторы их снижения, что приведет к росту цен безубыточности для американских производителей. В случае реализации этого сценария диапазон мировых нефтяных котировок сместится в зону комфорта цен бюджетной безубыточности основных стран-участниц картеля. Если же нефтяные цены останутся низкими, многие страны БВСА ждут болезненное и чреватое социальными потрясениями сокращение госрасходов. □

Фактор размера населения в изменении бюджетных балансов стран БВСА, 2016 г. к 2014 г.



Источник: Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ, данные МВФ и Мирового Банка

ЕВРОПЕЙСКИЙ ГАЗОВЫЙ РЕНЕССАНС

Как долго он продлится и приведет ли к увеличению спроса на российский газ?



Статья подготовлена
отделом мониторинга
европейского газового рынка
ООО «Газпром экспорт»

Европейский газовый рынок остается базовым для «Газпрома». Это предопределяет повышенный интерес к прогнозам его динамики. Анализ итогов первого полугодия 2017 года показывает, что наметившаяся тенденция к увеличению потребления газа в Европе приобретает устойчивый характер. Несмотря на умеренно-негативное влияние климатических факторов, спрос на газ расширялся благодаря действию среднесрочных трендов. В частности, за счет восстановления темпов роста европейской экономики и повышения доли газа в балансе ресурсов для нужд электроэнергетики. Стагнация собственной газодобычи вынуждает Европу увеличивать импорт этого энергоносителя. Расширение поставок в первом полугодии 2017 года произошло, в первую очередь, за счет увеличения закупок российского газа. Консенсус-прогноз развития европейского газового рынка свидетельствует о том, что и в краткосрочной, и в долгосрочной перспективе его потребности в импорте будут расти. И у «Газпрома» есть все основания претендовать на существенную долю этого прироста. Однако у «Газпрома» имеются и серьезные конкуренты на европейском рынке. Это и поставщики сетевого газа (Алжир, Иран), и производители СПГ (Катар, Нигерия, а в перспективе — США, Австралия, Мозамбик и другие страны).

После затянувшегося спада в 2008–2014 годах (из общего понижающего тренда выбивался только 2010 год, который характеризовался аномально холодными зимами), в Европе третий год подряд продолжается рост потребления природного газа. По предварительным данным, по итогам I полугодия 2017 года в европейских странах дальнего зарубежья оно составило 296,3 млрд м³, что на 15,3 млрд м³ (или на 5,4%) больше, чем за аналогичный период 2016 года. Что определило такую динамику

и можно ли считать такой тренд стабильным? Этот вопрос является ключевым для «Газпрома», ведь компания обеспечила более 10 млрд м³, или почти 70% этого дополнительного спроса, обновив рекорды по объему поставок.

Динамика спроса

Какие факторы способствовали росту потребления? В первую очередь, обратимся к макроэкономическим показателям, которые во мно-

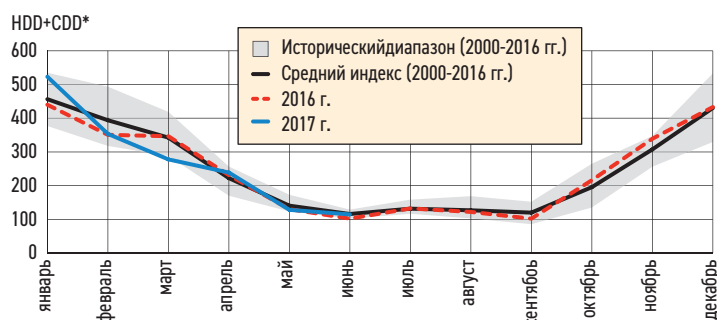
гом определяют общий тренд спроса. В странах Европы в I–II кварталах 2017 года эти факторы в целом оказали позитивное влияние на объемы использования газа.

Так, индекс промышленного производства с февраля 2017 года удерживается на уровне 1,5%, немного превышая показатели января–июня 2016 года. Индекс доверия в промышленном секторе, отражающий субъективное отношение участников рынка к перспективам экономики, демонстрировал устойчивый рост с августа 2016 года. В первом полугодии 2017 года он составил в среднем 2,8%, против -3,4% в I–II кварталах 2016 года. Объективные экономические индикаторы, в отличие от субъективных, не столь однозначны. Возьмем производство электроэнергии. Значительное его увеличение в европейских странах в январе нынешнего года было нивелировано падением выработки в феврале–апреле.

Погода, в свою очередь, влияет на отклонение фактических объемов потребления от среднестатистического уровня. В течение I–II кварталов 2017 года погодные условия в странах Европы характеризовались значительными и разнонаправленными отступлениями от климатической нормы.

Так, аномально холодный январь способствовал росту спроса. В то время как в марте, напротив, погодный индекс достиг минимального за последние годы уровня. Это суще-

Погодный индекс* по Европе в целом за I–II кварталы 2017 г. по отношению к среднему многолетнему значению



* Индекс рассчитывается как сумма градусо-дней за соответствующий месяц, средневзвешенная по доле страны в объеме потребления. HDD (heating degree days) — градусо-день отопительного сезона. CDD (cooling degree days) — градусо-день сезона кондиционирования. Расчет выполнен на основе данных о погодных условиях более чем в 130 областях различных европейских стран

Источник: Bloomberg

ственно ограничило потребление газа, прежде всего, в коммунально-бытовом секторе. Во втором квартале погодный индекс был ближе к среднесрочным показателям.

В целом усредненный индекс за первое полугодие показывает, что погодные условия оказали умеренно негативное влияние на потребление. Если бы погода находилась в рамках климатической нормы, то спрос должен был бы быть выше на 3,6 млрд м³ (см. «Погодный индекс по Европе...»).

В то же время расчетное потребление, приведенное к нормальным погодным условиям, в I–II кварталах 2017 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года выросло на 10,6 млрд м³, или 3,7%. Это косвенно свидетельствует о положительном влиянии факторов, не связанных с погодой.

Наряду с факторами погоды и динамики экономического цикла, определяемой органическим развитием структуры народного хозяйства, следующим по важности фактором является использование природного газа в производстве электроэнергии. Оно зависит от политических приоритетов в области климатической политики. Основными инструментами при этом являются используемые меры поддержки тех или иных видов энергоресурсов.

Производство электроэнергии сыграло важную роль в росте потребления газа в I–II кварталах 2017 года. Тепловые электростанции в

странах европейского дальнего зарубежья в указанный период увеличили спрос на природный газ на 7% по сравнению с первым полугодием 2016 года. То есть динамика спроса на газ в этом его сегменте была выше, чем в среднем по рынку.

Значительная часть прироста пришлась на страны Южной Европы, как следствие аномально жаркой погоды во II квартале 2017 года (в том числе, в Испании, Италии, Турции, а также в Румынии). Сыграли свою роль и продолжающиеся ремонтные работы на атомных электростанциях во Франции, а также низкий уровень выработки энергии гидроэлектростанциями.

Спрос на газ со стороны генерации зависит от конкуренции между различными видами энергоресурсов. И в частности, от соотношения цен на газ и уголь. В континентальной части Северо-Западной Европы, в частности в Германии, котировки газовых торговых площадок снизились во II квартале нынешнего года, после зимних пиков. На фоне повышения цен на уголь это способствовало росту привлекательности эффективных газовых электростанций по сравнению с угольными (см. «Конкуренция "газ-уголь"...»).

Однако форвардные кривые на газ в 2017–2018 годах держатся на текущих уровнях, в то время как рынок ожидает снижения цен на уголь. Это может привести к ухудшению конъюнктуры газа в секторе электроэнергетики Германии.

В Великобритании же дополнительный сбор на выбросы парниковых газов обеспечивает газовым электростанциям более высокую маржу в сравнении с угольными. При этом форвардные котировки на 2017–2018 годы на газ и уголь указывают на сохранение такой конъюнктуры, а также на дополнительную маржу в летние периоды, при сезонном снижении газовых цен.

ПОСЛЕ ДОЛГОГО ПЕРИОДА СПАДА, В ЕВРОПЕ ТРЕТИЙ ГОД ПОДРЯД ПРОДОЛЖАЕТСЯ РОСТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Такой расчет является методологически корректным для рынка ЕС. Ведь в настоящее время, в соответствии с правилами диспетчеризации, в расчет принимаются только операционные (условно-переменные) издержки. Исключение составляют субсидируемые возобновляемые источники энергии (ВИЭ), которые в приоритетном порядке поставляют электроэнергию в сети. При этом не учитываются издержки полного цикла производства электроэнергии, в том числе капитальные затраты на строительство электростанций.

В СТРАНАХ ЕВРОПЫ В I–II КВАРТАЛАХ 2017 ГОДА МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ В ЦЕЛОМ ОКАЗАЛИ ПОЗИТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ОБЪЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА

Расчеты показывают, что газовые электростанции значительно более привлекательны экономически, чем их основные конкуренты (уголь и ВИЭ), по полной стоимости производства электроэнергии. Таким образом, упомянутые нормы регулирования, даже с учетом стоимости выбросов CO₂, ограничивают производство электроэнергии из газа и фактически уменьшают суммарное благосостояние ЕС. Существует ряд возможных опций для преодоления этой неэффективности, обсуждение которых выходит за рамки данной статьи.

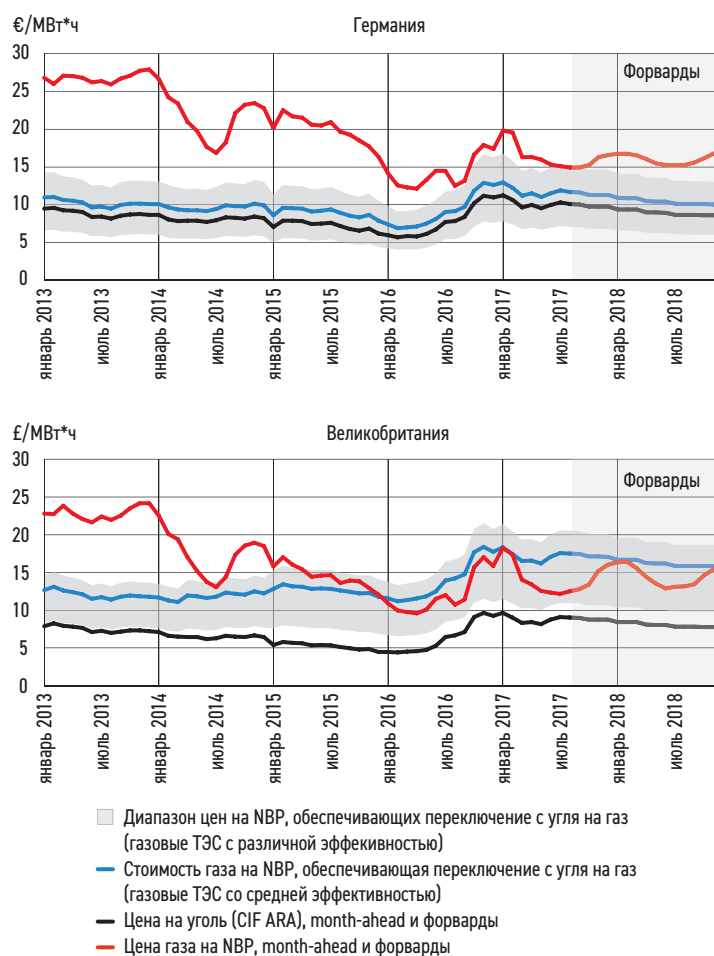
Баланс газа

Дополнительный спрос на фоне сокращающейся внутренней добычи

привел к повышению роли импортных поставок в балансе газа на европейском рынке.

В частности, правительство Нидерландов с 2014 года реализует энергостратегию, направленную на консервацию ресурсов. Оно ввело ограничение на добычу газа на крупнейшем месторождении Гронинген. В I-II кварталах 2017 года поставки из Нидерландов снизились на 2,7 млрд м³, или на 11,0% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

Конкуренция «газ-уголь» в секторе электроэнергетики Германии и Великобритании



Источник: на основе данных Bloomberg, Департамента энергетики и вопросов изменения климата Великобритании

ПОГОДНЫЕ УСЛОВИЯ ОКАЗАЛИ УМЕРЕННО НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА. ЕСЛИ БЫ ПОГОДА НАХОДИЛАСЬ В РАМКАХ КЛИМАТИЧЕСКОЙ НОРМЫ, ТО СПРОС ДОЛЖЕН БЫЛ БЫТЬ ВЫШЕ НА 3,6 млрд м³

Рост добычи отмечается в Великобритании (+1,5 млрд м³, или +6,5%) и в Ирландии в связи с разработкой нового месторождения Корриб (+0,6 млрд м³). Объем поставок из Норвегии также незначительно превышает уровень января-июня 2016 года (+1,3 млрд м³, или +2%).

Несмотря на рост показателей отдельных производителей, суммарная собственная добыча газа в европейских странах дальнего зарубежья в I-II кварталах 2017 года сохранила тенденцию к стагнации и даже сокращению. Хотя оно и было незначительным — на 0,4 млрд м³, или на 0,3% по сравнению январем-июнем 2016 года. Добыча составила 133,5 млрд м³.

Краткосрочные тенденции изменения структуры баланса газа в Европе, млрд м³

	I-II кв. 2016 г.	I-II кв. 2017 г.	Изменение	
			млрд м ³	%
Спрос	281,0	296,3	15,3	5,4
Совокупное предложение	275,8	293,5	17,7	6,4
в т.ч. собственная добыча*	133,9	133,5	-0,4	-0,3
импорт газа	139,0	155,1	16,1	11,6
Баланс отбора/закачки газа в ПХГ**	7,9	12,5	4,6	57,5
Реверс на Украину	-3,1	-7,2	-4,1	131,6
Резэкспорт СПГ	-2,0	-0,5	1,5	-76,8
Чистый импорт***	134,0	147,5	13,6	10,1
Статистическая разница****	5,2	2,7	-2,5	-47,5

* Поставки газа из Норвегии учтены в графе «Собственная добыча»

** Отбор превышает закачку в случае положительного знака и наоборот. С учетом ввода дополнительных мощностей

*** Расчетная величина = импорт газа — реверс — резэкспорт. Указанные показатели могут отличаться от расчетных, поскольку значения приведены с округлением

**** Статистическая разница = спрос — предложение

Источник: Евростат, МЭА, ENTSOG, национальные статистические службы

Свой вклад в предложение на рынок внесло и соотношение объемов отбора и закачки сырья в подземные хранилища газа (ПХГ). Их использование позволяет покрывать пиковую потребность в зимний период. За I-II кварталы 2017 года нетто-отбор из ПХГ европейских стран составил 12,5 млрд м³, что на 4,6 млрд м³ больше, чем годом ранее. В итоге объем газа в хранилищах на конец II квартала оказался значительно ниже, чем в прошлом году — 55,7 млрд м³, или 47,2% от суммарных мощностей хранения. Это позволяет ожидать дополнительного спроса на газ до конца сезона закачки для восполнения запасов (см. «Краткосрочные тенденции изменения структуры баланса газа в Европе»).

На фоне вышеперечисленных факторов в первой половине 2017 года отмечалось существенное повышение спроса на импортный газ. Так, экспортные поставки ПАО «Газпром», крупнейшего игрока на европейском рынке, увеличились на 10,6 млрд м³ (+12,5%) к уровню I–II кварталов прошлого года, до 95,8 млрд м³. Это значительно выше темпов расширения спроса. Отборы газа демонстрировали существенный рост в Германии, где они обновили исторический максимум, достигнув 26,3 млрд м³ (+3,6 млрд). Также положительная динамика наблюдалась в Турции, где поставки увеличились на 2,5 млрд м³, до 14,4 млрд.

Наращивание поставок определило и изменение относительного веса российского газа на европейском рынке. В первом полугодии 2017 года его доля в потреблении в европейском дальнем зарубежье достигла 32,3% (+2,2 п.п.). Также выросла доля ПАО «Газпром» в импорте стран дальнего зарубежья — до 63,7% (+3,0 п.п.).

При этом доля газа РФ в его потреблении в ЕС увеличилась до 30,7% (+1,9 п.п.), а в импорте ЕС — до 43,8% (+2,6 п.п.). А вот доля стран ЕС в экспорте «Газпрома», наоборот, снизилась по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 1,5 п.п., до 85,4%.

Конкуренты «Газпрома»

Среди конкурентов «Газпрома» по экспорту в европейское дальнее

зарубежье в настоящее время есть и поставщики сетевого газа (Алжир, Ливия, Иран и Азербайджан в Турции), и производители СПГ (главным образом, Катар, тот же Алжир, Нигерия, а также ряд других стран). При этом, в соответствии с внутренним законодательством ЕС, законтрактованные объемы СПГ имеют опциональность при выборе направления отгрузки. То есть они могут быть перенаправлены по желанию покупателя в другой регион, в зависимости от соотношения цен.

В последние несколько лет такая ситуация не была редкостью. После достижения рекордных масштабов поставок СПГ в 2011 году (более 90 млрд м³ в пересчете на российский стандарт сетевого газа), они закрепились на уровне 52–57 млрд м³ в год. А объемы, превышающие эту планку, направлялись на премиальные рынки: в Азию, Южную Америку, на Ближний Восток. В дальнейшем решение о подобных поставках, очевидно, также будет приниматься исходя из текущей конъюнктуры.

В целом за первое полугодие 2017 года чистый импорт газа на европейский рынок увеличился на 13,6 млрд м³, или на 10,1%. При этом поставки из Алжира возросли на 1,7 млрд м³ (+6,9%) при сокращении импорта СПГ на 0,6 млрд м³, или 7,3%.

Главным фактором роста экспорта алжирского газа по сравнению с относительно низкими объемами января–июня 2016 года было уве-

личение поставок трубопроводного газа в Италию и Испанию в I квартале 2017 года. Такая динамика была обусловлена как снижением контрактных цен, привязанных к нефти, так и пересмотром условий контракта с Италией (с IV квартала 2016 года). В частности, был осуществлен переход к привязке цены к индексам газовых торговых площадок.

ГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ЗНАЧИТЕЛЬНО БОЛЕЕ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫ ЭКОНОМИЧЕСКИ, ЧЕМ ОСНОВНЫЕ КОНКУРЕНТЫ (УГОЛЬ И ВИЭ), ПРИ УЧЕТЕ ПОЛНОЙ СТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В дальнейшем поставки из Алжира могут опять сократиться. Дело в том, что стационарная инфраструктура не позволяет перенаправить газ иному покупателю при гипотетическом сокращении заявок со стороны Италии (а она имеет возможность закупать газ из альтернативных источников, включая Россию и СПГ).

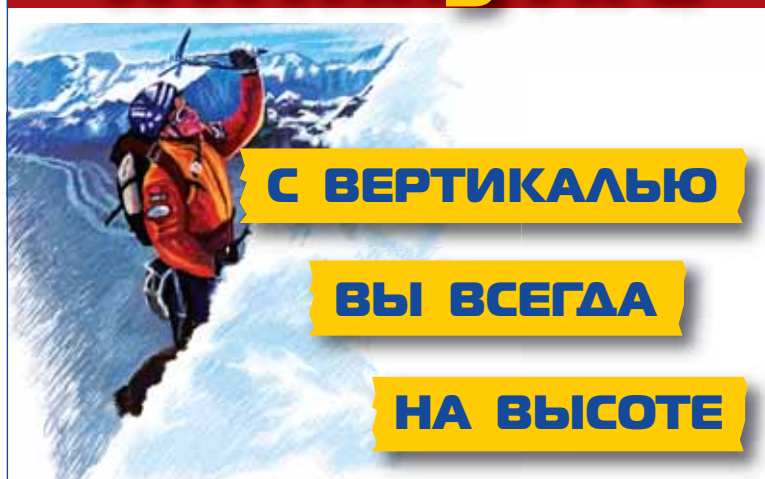
Экспорт СПГ из Катара в Европу продолжал снижаться: -1,4 млрд м³ (или -10,2%). Это происходит вследствие уже упомянутого перенаправления объемов на премиальные рынки стран Азии и Ближнего Востока.

Закупки СПГ из Нигерии увеличились на 2 млрд м³, составив 6,6 млрд м³. Экспорт трубопроводного газа из Ирана в Турцию, по предварительным данным, увеличился на 0,4 млрд м³, или на 10,8%, — до уровня 4,4 млрд м³. Также возросли поставки СПГ из Перу (+1,4 млрд м³) и Норвегии (+0,3 млрд м³, или +19,5%).

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ СПРОС НА ФОНЕ СОКРАЩАЮЩЕЙСЯ ВНУТРЕННЕЙ ДОБЫЧИ ПРИВЕЛ К ПОВЫШЕНИЮ ДОЛИ ИМПОРТНЫХ ПОСТАВОК В БАЛАНСЕ ГАЗА НА ЕВРОПЕЙСКОМ РЫНКЕ

Помимо этого, были осуществлены поставки сжиженного газа из США в объеме 1,1 млрд м³ в Испанию, Нидерланды, на Мальту, в Польшу, Португалию и Турцию. Также небольшие объемы были получены из ряда стран Африки и Южной Америки. В целом импорт СПГ в Европу по

www.ngv.ru



С ВЕРТИКАЛЬЮ

ВЫ ВСЕГДА

НА ВЫСОТЕ

Поставки крупнейших производителей газа в Европу в I–II кварталах 2017 г.

	I–II кв. 2016 г.	I–II кв. 2017 г.	Изменение, млрд м³	Изменение, %
ПАО «Газпром»*	85,1	95,8	10,6	12,5
Алжир (включая СПГ)	24,6	26,3	1,7	6,9
Катар	13,4	12	-1,4	-10,2
Нигерия	4,6	6,6	2	44,0
Иран	4	4,4	0,4	10,8
Поставки крупнейших европейских производителей				
Норвегия**	64,5	65,8	1,3	2,0
Великобритания	22,4	23,8	1,5	6,5
Нидерланды	24,2	21,5	-2,7	-11,0
* По контрактам ООО «Газпром экспорт», прямым контрактам «Газпром Швайц», с учетом объемов, реализованных в рамках газовых аукционов ООО «Газпром экспорт»				
** Для Норвегии показаны объемы газа и СПГ, поставленные на европейский рынок. Объемы СПГ, поставленные в Азию и Америку, не учитываются				
Указанные показатели могут отличаться от расчетных, поскольку значения приведены с округлением				
Источник: Евростат, МЭА, Bloomberg, ENTSOG, национальные статистические службы.				

сравнению с первым полугодием 2016 года увеличился на 3,3 млрд м³ (+11,3%), до 32 млрд м³.

В ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЕ 2017 ГОДА ОТМЕЧАЛОСЬ СУЩЕСТВЕННОЕ УВЕЛИЧЕНИЕ СПРОСА НА ИМПОРТНЫЙ ГАЗ. ТАК, ЭКСПОРТНЫЕ ПОСТАВКИ ПАО «ГАЗПРОМ» ВЫРОСЛИ НА 10,6 млрд м³ (+12,5%)

Рост объемов реверса на Украину (+4,1 млрд м³) оказал некоторое влияние на масштабы чистого импорта. Это, однако, частично было компенсировано сокращением реэкспорта СПГ на 1,5 млрд м³, или на 76,8% «Поставки крупнейших производителей газа в Европу»).

Прогнозы для Европы

В среднесрочном периоде поддержать рост спроса на газ способен ряд факторов. При этом отраслевые

В ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ ПОТРЕБНОСТИ ЕВРОПЫ В ИМПОРТНОМ ГАЗЕ БУДУТ РАСТИ ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ РАЗРЫВА МЕЖДУ РАСТУЩИМ СПРОСОМ И СОКРАЩАЮЩЕЙСЯ СОБСТВЕННОЙ ДОБЫЧЕЙ

эксперты расходятся в их оценках. Первым из них является спрос со стороны сектора производства электроэнергии. Но существует неопределенность относительно сроков нача-

ла такой поддержки. Они зависят от темпов закрытия угольных и атомных электростанций, выработавших свой срок. Так, некоторые эксперты ожидают полноценного восстановления использования газа в электроэнергетике уже в 2018 году. В то же время высказываются мнения, что это может произойти не раньше 2020 года.

Другим позитивным фактором следует считать увеличение потребления газа в странах Центральной и Юго-Восточной Европы по мере роста экономики и увеличения доли этого ресурса в структуре энергобаланса.

Что же касается среднесрочных перспектив импорта, то в случае восстановления паритета цен в Европе и Азии возможен возврат на европейский рынок объемов СПГ, ранее перенаправленных на премиальный рынок АТР. В глобальном масштабе ожидается рост поставок с новых проектов по сжижению (США, Австралия, Мозамбик). Но отправится ли часть из них в Европу или нет, будет зависеть от уровня спроса на газ в Азии, в том числе в странах — новых импортерах. Коррективы в среднесрочные тенденции могут внести перезапуск атомных электростанций в Японии и развитие собственной добычи в Китае.

Свои оценки долгосрочных перспектив европейского газового рынка дают различные его участники: компании-поставщики и потребители, регулирующие органы, независимые отраслевые и академические эксперты. При этом имеются существенные расхождения относительно будущих тенденций.

Упомянем лишь некоторые факторы, которые могут быть отнесены к

драйверам роста спроса. Это использование газа для производства электроэнергии (в условиях нынешней политики ЕС в сфере энергетики и защиты окружающей среды), а также в качестве моторного топлива (в том числе для бункеровки судов). Свою роль может сыграть и расширение спроса на газ со стороны промышленности и коммунально-бытового сектора, несмотря на повышение эффективности энергосбережения.

В связи с различными предпосылками, используемыми при подготовке прогнозов, диапазон возможных объемов спроса получается достаточно широким. Более объективную картину можно получить, рассчитав усредненные ожидания рынка. Это так называемый консенсус-прогноз, который при определенных условиях можно принять за наиболее вероятный исход.

На его основе можно сделать однозначный вывод: в долгосрочной перспективе потребности Европы в импортном газе будут расти за счет увеличения разрыва между растущим спросом и сокращающейся собственной добычей. Согласно актуальному консенсус-прогнозу, к 2025 году странам европейского дальнего зарубежья потребуются дополнительно 50 млрд м³ газа (по сравнению с достаточно высокими показателями 2016 года), а к 2035 году — 76 млрд м³.

Российский газ, благодаря своим преимуществам, способен не только удержать достигнутые позиции, но и претендовать на долю в этом дополнительном импорте. Однако и конкуренция между поставщиками газа на европейском рынке будет возрастать. □



ОБЪЕДИНЕННАЯ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ

www.omk.ru

**Поздравляем с днем
работника нефтяной и газовой
промышленности!**



БОЛЬШЕ ХОРОШИХ СКВАЖИН!

Итоги развития бурового рынка России за первое полугодие 2017 года



ВИКТОР ПРУСАКОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»

После провала трехлетней давности российский буровой рынок демонстрирует рост. Несмотря на низкие цены на нефть, санкции и прочие проблемы отрасли, в прошлом году объемы бурения в стране достигли исторического максимума. Выросла как эксплуатационная, так и разведочная проходка. Аналитики объясняют этот факт, в том числе, надеждами нефтяных компаний на улучшение ценовой конъюнктуры в недалеком будущем. Как и в прежние годы, ключевым фактором роста бурового сектора стало увеличение объемов более технологичной горизонтальной проходки. Прирост был в значительной степени обеспечен усилиями «Роснефти», в частности, за счет активного развития собственного нефтесервиса.

В текущем году рынок бурения находится под влиянием противоположных тенденций. С одной стороны, соглашение России со странами ОПЕК вынуждает нефтяников снижать добычу. С другой стороны, чтобы быть готовыми к изменению ситуации, им нельзя сбавлять темпы ввода новых месторождений и прекращать усилия по стабилизации добычи на традиционных промыслах. Не случайно «Роснефть» в первом полугодии нарастила объем проходки почти на четверть к аналогичному прошлогоднему показателю. Это позволяет предположить, что по итогам года буровой рынок страны побьет новые рекорды.

По данным ЦДУ ТЭК, в прошлом году совокупные объемы бурения в нефтянке достигли рекордного уровня — 25,6 млн метров. По сравнению с 2015 годом рост составил более 10%.

Это произошло несмотря на то, что цены на нефть были в среднем на 16% ниже, чем годом ранее. Рост эксплуатационного бурения отмечен у большинства игроков нефтяного рынка, за исключением ЛУКОЙЛа и «Газпром нефти» (см. «Проходка в эксплуатационном бурении»).

Выросли и объемы поисково-разведочного бурения. Отчасти это можно объяснить стремлением нефтяников компенсировать «уход в минус»

в позапрошлом году. Кроме того, в условиях отмены или корректировок ряда upstream-проектов компаниям для сохранения уверенности в завтрашнем дне надо уделять повышенное внимание восполнению запасов и наращиванию ресурсной базы. Особо отличилась «Роснефть», показавшая почти двукратный рост метража (см. «Проходка в разведочном бурении»).

Усложняющиеся условия добычи, освоение трудноизвлекаемых запасов требуют повышения технологичности буровых работ. Не случайно ключевым фактором роста бурового сектора вновь стало увеличение горизонтальной проходки. В прошлом

году она составила 914 тыс. метров против 817 тыс. метров годом ранее.

Тем не менее темпы роста горизонтального бурения замедляются. Согласно данным компании Deloitte, с 33% в 2014 году до 19% в прошлом. Что тоже понятно: трудные времена, переживаемые отраслью, все чаще вынуждают нефтяников экономить на дорогостоящих операциях.

Главным «буровым» регионом страны остается Западная Сибирь, на которую в прошлом году пришлось более 80% всей эксплуатационной проходки. Вместе с тем в Восточной Сибири за 2013—2016 годы объемы как эксплуатационного, так и разведочного бурения выросли более чем втрое и сегодня составляют соответственно 5,8 и 12,9% от общероссийского показателя.

Более 70% спроса на буровые услуги обеспечивают четыре крупнейшие ВИНК: «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть» и ЛУКОЙЛ.

Рост «Роснефти»

Крупнейший потребитель буровых услуг, «Роснефть», в прошлом году на 4% нарастила добычу углеводородов. И, что особенно важно, стабилизировала ее в западносибирском регионе. Добиться этого удалось, прежде всего, за счет передовых методов бурения и ГТМ. Не случайно «Роснефть» в прошлом году показала и наибольший рост проходки среди ведущей четверки ВИНК. По данным компании, ввод новых скважин составил 2,6 тыс. единиц (рост к 2015 году — 43%).

С начала 2017 года буровая программа «Роснефти» наращивает обороты. По сообщению компании, в первом полугодии она увеличила объем эксплуатационного бурения на 22%, до 5,5 млн метров (с учетом «Башнефти»). Число новых скважин выросло более чем на 15%, до 1,4 тыс. единиц.

Эффективность во главе угла

С этой весны на Талинском лицензионном участке «РН-Няганьнефтегаза» применяются мобильные буровые установки, позволяющие вовлечь в разработку недоступные ранее краевые зоны месторождения.

Мобильная буровая установка работает от автономных двигателей и способна разместиться на ограниченном пространстве. Это дает возможность значительно сократить затраты на бурение и строительство новых скважин. Такие установки способны решать все геологические задачи, которые выполняют стационарные буровые станки.

В перспективе с помощью мобильных буровых комплексов и БУ эшелонного типа на Талинском участке планируется пробурить более 100 скважин и получить дополнительно свыше 3 млн тонн нефти.

На Тагульском месторождении, входящем в Ванкорский кластер «Роснефти», в июле было завершено бурение пилотной облегченной двухколонной скважины протяженностью более 3 тыс. метров. Главная особенность конструкции скважины — отсутствие промежуточной технической колонны. Это позволило на 22% снизить затраты на строительство скважины, а также на четыре дня сократить продолжительность бурения.

До конца 2017 года на месторождении планируется построить 14 таких скважин. Как сообщается, тиражирование данной технологии позволит в несколько раз повысить эффективность работ за счет увеличения коммерческой скорости бурения и снижения затрат на метр проходки.

муся буровому хозяйству. Из 48,5 тыс. скважин, находившихся в июне в эксплуатационном фонде «Роснефти», простаивало более 8 тыс. (16,5%). Для сравнения: у «Сургутнефтегаза» этот показатель составляет лишь 7%.

Опора на собственные силы

Существенный рост объемов и технологичности бурения нефтяной госкомпания стал возможен в значительной степени благодаря собственному сервису. Его активное развитие началось в 2014 году, когда «Роснефть» купила Оренбургскую буровую компанию, а также буровые активы швейцарской Weatherford в России и Венесуэле. Годом позже за \$140 млн была приобретена российская «дочка» канадской Trican Well Service, специализирующаяся на ГРП.

Более трети этого количества пришлось на горизонтальные скважины.

Добыча жидких углеводородов увеличилась на 12% к аналогичному периоду прошлого года. Позитивная динамика достигнута за счет как развития новых активов («Сузун», «Мессояханефтегаз»), так и роста на зрелых месторождениях «Юганскнефтегаза», «Самаранефтегаза», «Няганьнефтегаза» и «Варьеганнефтегаза».

Более половины общего объема эксплуатационной проходки «Роснефти» в первом полугодии пришлось на «Юганскнефтегаз». В прошлом году ключевой добычной актив госкомпании добился исторического максимума по этому показателю (5,2 млн метров). Он также продемонстрировал рекордные скорости проходки. И, как результат, переломил многолетнюю тенденцию падения добычи.

Позитивная динамика продолжилась в этом году. Летом «Роснефть»

сообщила, что «Юганскнефтегаз» показал «максимальный уровень суточной добычи нефти в истории современной России» — более 184,3 тыс. тонн. Успех вновь достигнут благодаря расширению буровых работ и повышению их технологичности. В частности, «Юганскнефтегаз» вдвое увеличил темпы бурения горизонтальных скважин. При строительстве двухколонных горизонтальных скважин был установлен новый производственный ориентир — 16 суток. В эксплуатацию были введены скважины с длиной горизонтального участка 1500 метров.

Новые способы и методы бурения практикуют и другие «дочки» «Роснефти», работающие как в традиционных, так и в новых регионах добычи (см. «Эффективность во главе угла»).

Вместе с тем наращивание метража проходки не всегда сочетается с рачительным отношением к имеюще-

В прошлом году совокупные объемы бурения в нефтянке достигли рекордного уровня в 25,6 млн метров. По сравнению с показателем 2015 года рост составил более 10%

А в прошлом году под крыло «Роснефти» перешла нефтесервисная компания «Таргин». Последняя обеспечивает до 70% буровых потребностей «Башнефти», ранее также вошедшей в состав крупнейшей российской ВИНК (см. «*«Богатырь» на службе у «Роснефти»*», НГВ #3-4/2017).

В целом в течение 2016 года «Роснефтью» было приобретено 15 комплектов новых тяжелых буровых установок БУ 5000/320. В результате к концу года ее парк действующих БУ вырос на 26% к уровню 2015-го и достиг 280 единиц.

Проходка в эксплуатационном бурении, млн м

Компания	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Январь–июнь 2017 г.
Роснефть	5,8	5,0	6,7	9,1	5,2
Сургутнефтегаз	4,9	4,1	4,3	4,5	2,2
ЛУКОЙЛ	3,6	3,8	2,8	2,5	1,4
Газпром нефть	2,9	2,7	2,9	2,5	1,1
РуссНефть	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3
Славнефть	1,0	1,1	1,3	1,7	0,6
Татнефть	0,3	0,3	0,2	0,9	0,5
Башнефть	0,1	0,3	0,4	0,5	0,2
Всего по России	20,8	19,8	22,1	24,7	12,8

Источник: ЦДУ ТЭК

Развитие собственного бурового сервиса продолжилось в этом году. В апреле «Роснефть» завершила сделку по приобретению за 9 млрд рублей 100% ООО «Бурение Сервис Технологии» (БСТ), оказывающего услуги по полному циклу бурения в ХМАО. Как сообщалось, технопарк БСТ к началу 2018 года должен вырасти до 11 буровых установок грузоподъемностью 320 тонн. При этом филиалы БСТ появятся в Самарской области, Республике Коми и на Таймыре.

Доля внутреннего сервиса в общем объеме проходки «Роснефти» сегодня составляет около 60%. По сообщению компании, это позволяет ей удерживать самые низкие в отрасли удельные затраты на нефтедобычу.

«Рыбья кость» для «Приразломной»

Одна из «фишек» «Газпром нефти» в бурении — скважины с многочисленными ответвлениями от одного горизонтального ствола, получившие в отрасли название «рыбья кость» (англ. Fishbone). В отличие от традиционных горизонтальных и многоствольных скважин, эта конструкция позволяет существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков пласта и требует меньшего объема буровых работ. Прошлой осенью такие скважины были построены на Восточно-Мессояхском месторождении «Роснефти» и «Газпром нефти» (см. «Нефть Мессояхи», НГВ #19/2016).

А этой весной «Газпром нефть» ввела в эксплуатацию первую многозабойную скважину по технологии «рыбья кость» на платформе «Приразломная» — единственном российском шельфовом арктическом проекте с промышленной добычей. Скважина стала на платформе четвертой нагнетательной (в эксплуатации находятся также шесть добывающих и одна поглощающая).

Передовые технологии бурения и ГРП активно применяются и в другом знаменитом проекте «Газпром нефти» — при разработке Новопортовского месторождения на Ямале. Использование здесь новой технологии строительства многоствольных скважин позволило увеличить нефтеотдачу пласта и существенно повысить эффективность освоения объекта.

Технология предусматривает закрепление в каждом горизонтальном стволе металлической трубы, так называемого хвостовика, чтобы предотвратить осыпание породы и потерю пробуренного ствола в процессе его эксплуатации. В результате специалистам удалось достигнуть рекордной по компании скорости бурения многоствольных скважин — 5,87 сут./тыс. м, что сопоставимо с лучшими результатами по строительству одноствольных горизонтальных скважин.

Более 70% спроса на буровые услуги обеспечивают четыре крупнейшие ВИНК: «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть» и ЛУКОЙЛ

Такая политика рассматривается, в том числе, как противодействие против санкций, ограничивающих доступ российских компаний к западным технологиям для шельфовых проектов. В апреле «РН-Бурение» приступила к бурению поисковой скважины «Центрально-Ольгинская-1» на Хатангском лицензионном участке. Это самая северная скважина российского арктического шельфа.

По сообщению «Роснефти», «реализация сложных высокотехнологичных проектов в море и на континентальном шельфе становится одним из ключевых направлений» ее бизнеса. В том же апреле в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина «Роснефть» открыла научно-образовательный Центр морского бурения. В перспективе центр должен стать «уникальной, не имеющей аналогов в мире,

площадкой по подготовке специалистов в области бурения скважин на море и морских операций».

Есть куда расти

Опору на внутренние резервы в бурении традиционно практикует и «Сургутнефтегаз», занимающий второе место в стране по объемам эксплуатационной и разведочной проходки. «Бурить, бурить, бурить», — так глава компании Владимир Богданов много лет назад сформулировал один из ее принципов.

Такая политика помогает «Сургутнефтегазу» поддерживать нефтедобычу на стабильном уровне в 61–62 млн тонн в год. Правда, не решает всех проблем. Добыча в основном регионе деятельности, Западной Сибири, продолжает снижаться, хотя темпы падения сокращаются.

По данным ЦДУ ТЭК, в прошлом году компания пробурила 4,5 млн метров эксплуатационных скважин против 4,3 млн годом ранее. В январе–мае 2017-го — 2,2 млн метров. При этом ежемесячные объемы проходки стабильно растут — с 318 тыс. метров в феврале до 422 тыс. метров в июне. На основании этого можно предположить, что по итогам года проходка как минимум останется на прошлогоднем уровне. И все же сегодняшние объемы эксплуатационного бурения «Сургутнефтегаза» далеки от уровня докризисного 2013 года.

В нынешнем году компанией запланирован запуск сразу четырех месторождений в ХМАО: Сахалинского, Южно-Конитлорского, им. Филипенко и им. Логачева. Еще одна актуальная задача «Сургутнефтегаза» — освоение Уватской группы на юге Тюменской области, где до 2017 года ранее

Проходка в разведочном бурении, млн м

Компания	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Январь–июнь 2017 г.
Роснефть	0,15	0,17	0,11	0,20	0,16
Сургутнефтегаз	0,22	0,20	0,21	0,20	0,10
ЛУКОЙЛ	0,20	0,23	0,17	0,18	0,10
Газпром нефть	0,05	0,03	0,06	0,03	0,02
Всего по России	0,82	1,00	0,82	0,91	0,52

Источник: ЦДУ ТЭК

планировалось пробурить 19 поисково-разведочных скважин. Впрочем, в связи с обязательствами ВИНК по снижению добычи часть этих планов может быть пересмотрена.

Отметим также, что объемы горизонтального бурения у «Сургутнефтегаза» традиционно ниже, чем у всех ведущих ВИНК. Производственные принципы компании заключаются не столько в высокой технологичности, сколько в других, годами проверенными методами, — эффективном использовании скважинного фонда и промыслового оборудования (см. «Второе дыхание», НГВ #13/2017 и «Два года без ремонта», НГВ #10/2017).

Метраж — не самоцель

Самой же технологичной буровой компанией страны можно назвать «Газпром нефть». Уже в 2015 году доля высокотехнологичных скважин (горизонтальных и многоствольных, а также скважин с ГРП) у компании достигла 40%, что стало лучшим показателем среди ВИНК.

При этом «Газпром нефть» не гонится за количественным ростом проходки, существенно уступая по этому показателю лидерам — «Роснефти» и «Сургутнефтегазу».

В прошлом и в первом полугодии этого года компания весьма существенно снизила объемы эксплуатационного бурения. Судя по всему, это связано с соглашением России с ОПЕК по сокращению добычи нефти. Ранее сообщалось, что «Газпром нефть» выполняет свои обязательства путем временного снижения добычи на зрелых месторождениях. При этом наибольшее внимание компания намерена сосредоточить на гринфилдах, где добыча более эффективна. Здесь применяются наиболее продвинутые буровые технологии и оборудование (см. «Рыбья кость» для «Приразломной» и «Незаменимый «Сарацин»»).

Доля горизонтального бурения в целом у компании сегодня превышает 70%, а у ее западносибирской «дочки» «Ноябрьскнефтегаза» приближается к 100%. Феноменальные цифры для отечественной нефтянки!

Куда менее активна «Газпром нефть» в разведочном бурении. В январе-июне она пробурела всего 27 тыс. метров разведочных скважин («Роснефть» и «Сургутнефтегаз» — по 197 тыс. метров). Deloitte связы-

вает это обстоятельство с «неопределенностью на рынке и приостановкой участия в дорогостоящих геологоразведочных проектах». Со своей стороны отметим, что такое положение дел в перспективе может не лучшим образом сказаться на ресурсной базе компании.

К новым горизонтам

ЛУКОЙЛ, как и «Газпром нефть», в прошлом году снизил активность на буровом фронте. Между тем одна из главных проблем компании — продолжающееся снижение добычи в Западной Сибири. Для решения этой проблемы в текущем году планируется на 10–15% нарастить объем эксплуатационного бурения в регионе. Слова не расходятся с делом — по материалам ЛУКОЙЛа, уже в первом квартале рост здесь составил 53% к аналогичному прошлогоднему периоду. Отмечается также «поддержание высокой доли ввода горизонтальных скважин в январе-марте текущего года».

Вместе с тем не секрет, что центр внимания компании в последние годы смещается в сторону высокомаржинальных проектов. В первую очередь на Каспии, где за первое полугодие 2017 года добыча ЛУКОЙЛа выросла втрое — с 0,8 до 2,5 млн тонн нефти. На каспийском месторождении им. В.Филановского компания недавно завершила бурение шестой скважины и начала строительство следующей. Бурение на второй очереди месторождения планируется начать в ноябре.

Еще один лукойловский приоритет — аа Пяяхинское месторождение на севере ЯНАО. В этом году здесь запланирован ввод 26 нефтяных эксплуатационных скважин (19 много-

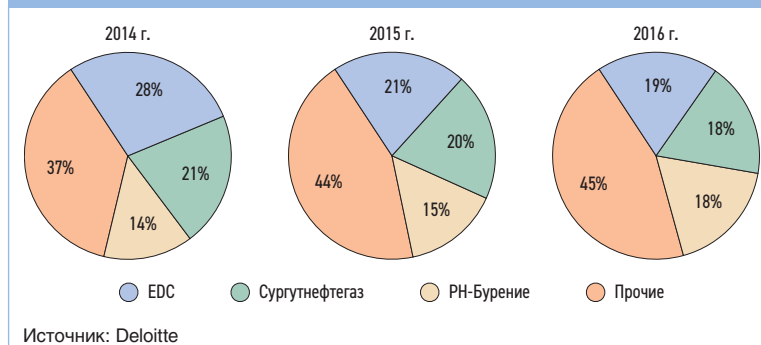


забойных, 5 горизонтальных и 2 наклонно-направленных), 34 газовых, а также 16 скважин системы поддержания пластового давления.

Всего же на промысле предполагается строительство 420 скважин — 219 нефтяных, 105 нагнетательных и 96 газовых.

К стратегическим регионам ЛУКОЙЛа относится и Таймыр. Компания пришла сюда первой из российских ВИНК и в этом году начала здесь бурение первой поисково-оценочной скважины (см. «Нас вызывает Таймыр»). Глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов надеется, что в будущем на территории полуострова может быть создана новая нефтегазовая провинция.

Предложение на рынке бурения



Eurasia готовится к рынку

Панорама бурового сектора была бы неполной без упоминания о главном подрядчике. Крупнейшей независимой буровой компанией страны уже много лет является Eurasia Drilling (EDC). Однако ее доля неуклонно сокращается — по данным Deloitte, с 28% в 2014 году до 19% в прошлом (см. «Предложение на рынке бурения»). Это обстоятельство, несомненно, связано с расширением внутреннего сервиса «Роснефти», в прошлом одного из главных клиентов EDC.

Доля горизонтального бурения у «Газпром нефти» превышает 70%, а у «Ноябрьскнефтегаза» приближается к 100%. Феноменальные цифры для отечественной нефтянки!

В перспективе роль Eurasia Drilling на рынке буровых услуг вновь может возрасти. Schlumberger, два года назад безуспешно пытавшаяся приобрести контрольный пакет EDC, вновь направила в ФАС ходатайство

В случае успеха намечаемых сделок технологические и финансовые возможности Eurasia Drilling значительно возрастут

о покупке 51% акций компании. Кроме того, в ближайшее время Eurasia намерена заключить соглашение о привлечении инвестиций с консорциумом, в который входят Russian Direct Investment Fund (RDIF), Инвестфонд «Россия–Китай» и ряд ближневосточных соинвесторов.

В случае успеха сделок технологические и финансовые возможности российского бурового подрядчика значительно возрастут. А по мнению рейтингового агентства Fitch, получение лидером мирового нефтесервиса контроля над EDC в долгосрочной перспективе поможет России замедлить снижение добычи нефти на зрелых месторождениях.

Впрочем, у этих планов наверняка вновь найдутся противники из числа тех, кто ратует за «свой путь» России в нефтянке... □

Незаменимый «Сарацин»

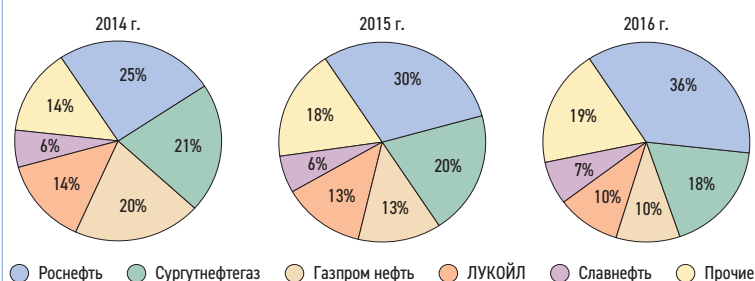
Этим летом на Царичанском+Филатовском месторождении «Газпромнефть-Оренбурга» в рекордные сроки — за 44,9 суток — была построена горизонтальная скважина длиной более 4 км. Для сравнения: в среднем скважины здесь строят за 73 суток. Сократить сроки бурения удалось благодаря использованию высокотехнологичной мобильной установки «Сарацин». Она позволяет на 30% ускорить спуск и подъем бурового оборудования по сравнению со стандартными станками и имеет ряд других технологических преимуществ.

Для строительства скважин сложных конструкций «Сарацин» оснащен верхним силовым приводом Top Drive. Кроме того, установка имеет механизм Over Top Drive, который позволяет создавать регулируемую осевую нагрузку на долото без изменения компоновки низа бурильной колонны.

Станок оснащен специальным трубным манипулятором, который подает бурильный инструмент с наземных стеллажей к верхнему силовому приводу и обратно. Это сокращает время наращивания одной трубы до 180 секунд (при норме 300 секунд для традиционных станков), а также исключает человеческий фактор во время проведения работ.

«Сарацин» может стабильно и безопасно функционировать в технологическом режиме с рабочим давлением до 500 атм в гидравлической системе «буровой насос — скважина». В то время как другие буровые установки на «Царичанке» имеют максимальное рабочее давление 350 атм. Такая характеристика расширяет возможности подбора оптимального режима бурения.

Спрос на рынке бурения



Источник: Deloitte

Нас вызывает Таймыр

4 апреля, на полгода раньше запланированного срока, ЛУКОЙЛ начал строительство первой поисковой скважины на Журавлиной площади Восточно-Таймырского лицензионного участка в Красноярском крае.

Проектная глубина скважины шестиколонной конструкции — 5500 метров. Бурение ведется силами Halliburton на перспективные нижнекембрийские залежи, образованные почти 500 млн лет назад. В процессе работы предстоит отобрать и исследовать 374 метра горных пород из восьми пластов. Завершить бурение и крепление скважины планируется за год с небольшим.

По словам первого исполнительного вице-президента ЛУКОЙЛа Равиля Маганова, проект «является уникальным как для ЛУКОЙЛа, так и для страны в целом». При проектировании, бурении и испытании скважины применяются инновационные технологии и современное оборудование. Индивидуальный рабочий проект на строительство скважины разработан институтом КогалымНИПИнефть, входящим в структуру ЛУКОЙЛа.

«Бурение ведется установкой, оснащенной современным оборудованием: мощными триплексными частотно-регулируемыми насосами, эффективной системой очистки бурового раствора, верхним силовым приводом. Все системы контролируются электроникой», — отметил топ-менеджер.



G-PROFI ENGINE OIL

ВЫБОР ПРОФЕССИОНАЛОВ

ДЛЯ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ G-PROFI PSN 40

ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННОЕ МАЛОЗОЛЬНОЕ МАСЛО ДЛЯ СТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ. ЗАЩИЩАЕТ ОТ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ, ИЗНОСА, ЗАДИРОВ. УСТОЙЧИВО К ОКИСЛЕНИЮ И НИТРОВАНИЮ.

ОДОБРЕНО: JENBACHER TA 1000-1109;
CATERPILLAR ENERGY SOLUTIONS TR 0199-99-12105;
MWM TR 0199-99-02105; ВДМ.

СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ СПЕЦИФИКАЦИЙ:
API CD; WÄRTSILÄ; WAUKESHA

ДЛЯ ДИЗЕЛЬНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ G-PROFI MSI PLUS 15W-40

ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЕ МОТОРНОЕ МАСЛО, РАЗРАБОТАННОЕ В СООТВЕТСТВИИ С СОВРЕМЕННЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ДИЗЕЛЬНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ И ГЕНЕРАТОРОВ. ОБЛАДАЕТ ПОВЫШЕННЫМ ЗАПАСОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ И УВЕЛИЧЕННЫМ ИНТЕРВАЛОМ ЗАМЕНЫ.

ОДОБРЕНЫ: CUMMINS CES 20078; MTU CAT. 2; VOLVO VDS-3; DEUTZ QDC III; DETROIT DIESEL DDC 93K215; JASO DH-1; MACK EO-N; RENAULT TRUCKS RLD-2; MB 228.3; MAN M 3275-1; ОАО «АВТОДИЗЕЛЬ» (ЯМЗ); ОАО «КАМАЗ», ААИ Д5.

СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ СПЕЦИФИКАЦИЙ:
ACEA E7, A3/B4, CATERPILLAR ECF-1A/2, CUMMINS CES 20076/7.

ЛИЦЕНЗИРОВАНО ПО API CI-4/SL.

**УСПЕШНО ЭКСПЛУАТИРУЮТСЯ
В ДВИГАТЕЛЯХ CATERPILLAR,
MWM, CUMMINS, WAUKESHA,
WÄRTSILÄ**



ГИБКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ КОЛТЮБИНГА

ОЛЬГА КУСКОВА
НИКИТА МЕДВЕДЕВ
RPI



Ухудшение структуры минерально-сырьевой базы нефтяной отрасли требует применения передовых технологий освоения месторождений. Одной из них является колтюбинг. В последние годы масштабы использования этого метода активно растут. Драйверами развития данного бизнеса служат такие сектора нефтегазового сервиса, как многостадийный ГРП, зарезка боковых стволов, бурение на колтюбинге. В ближайшие 10 лет прогнозируется увеличение числа операций бурения с ГНКТ. Ожидается и расширение масштабов горизонтального бурения, что также будет способствовать повышению востребованности колтюбинга. Важным фактором развития этого сектора сервиса станет процесс импортозамещения. Сейчас в России реализуется два проекта по созданию мощностей для выпуска гибких труб.

Рынок операций с применением установок с гибкой насосно-компрессорной трубой (ГНКТ, или колтюбинг) является одним из наиболее динамичных сегментов нефтепромыслового сервиса. В 2016 году количество операций колтюбин-

га выросло на 6% по сравнению с предыдущим годом. А среднегодовой рост за период 2007–2016 годов составил 8%. За этот же период число установок ГНКТ увеличилось в три раза, опередив динамику количества операций.

Востребованность колтюбинга обусловлена рядом преимуществ перед традиционно применяемыми техническими решениями, из которых основными являются следующие:

- ⊙ сокращение времени проведения операций капитального ремонта скважин (КРС) и других внутри-скважинных операций;
- ⊙ снижение негативного воздействия на пласт путем снятия необходимости в глушении скважины;
- ⊙ проведение полного спектра внутрискважинных исследований в горизонтальном стволе;
- ⊙ бурение на депрессии.

Сфера применения колтюбинга уверенно расширяется за счет использования внутрискважинных приборов и инструментов для заканчивания скважин, спуска забойных двигателей, а также в связи с ростом количества многозабойных скважин и операций многостадийного гидроразрыва пластов (МГРП).

В последнее время появляются новые поставщики сервиса по колтюбингу, что приводит к обострению конкуренции в этом сегменте. Помимо нефтесервисных компаний, специализирующихся на операциях с ГНКТ, на рынок вышли и предприятия, для которых основными сферами деятельности являются бурение и ГРП. Как правило, они обладают скромными мощностями (одна-три установки).

Ключевые сегменты

В настоящее время применение колтюбинга на российских месторождениях сфокусировано в следующих сегментах: ГРП (включая МГРП) на новых скважинах, подготовка и

освоение скважин при ГРП и ЗБС, обработка призабойной зоны (ОПЗ), а также ряд других видов КРС (см. «Доли операций с ГНКТ...»).

Расширение использования колтюбинга в сегменте ГРП обусловлено техническим и технологическим усложнением операций, сопровождающих многостадийный ГРП и заканчивание скважин (включая, в частности, гидроразрывную перфорацию, очистку скважины, освоение ее азотом и фрезерование в случае применения многостадийных компоновок).

Самым крупным сегментом рынка колтюбинга являются операции, сопровождающие **ГРП и МГРП** на новых скважинах. Их стоимость в отдельных случаях может превышать 20 млн рублей за скважино-операцию. Объем данного сектора оценивается примерно в 40 млрд рублей.

Стремление нефтегазовых компаний повысить рентабельность добычи за счет сокращения бездействующего фонда и увеличения дебитов на действующем фонде скважин приводит к росту числа операций по **зарезке боковых стволов**. Операции ЗБС имеют высокую эффективность при выводе скважин из бездействующего фонда и при подключении новых пластов к разработке на старых скважинах. Однако колтюбинг в данном сегменте преимущественно используется при подготовке к ЗБС и освоении после ЗБС.

Другие сегменты, в частности **бурение боковых стволов** посредством ГНКТ и вскрытие продуктивного пласта, занимают незначительную долю (около 1%) в общем рынке колтюбинга. Это заметно меньше, чем в таких технологически развитых странах, как США и Канада. Так, в Соединенных Штатах бурение на колтюбинге в 2016 году занимало более 20% от всего рынка операций с ГНКТ (в денежном выражении). Прогнозируется, что эта доля в ближайшие 5–10 лет останется примерно на том же уровне. Это свидетельствует о том, что технология уже достигла зрелости и освоила свою производственную и рыночную нишу.

Ключевым фактором, сдерживающим расширение применения колтюбинга в РФ, является его высокая стоимость в сравнении с традиционными решениями, используемыми при капитальном ремонте скважин. Среди сегментов КРС наибольшая до-

ля рынка колтюбинга (в денежном выражении) приходится на обработку призабойной зоны — 12%, подготовку и освоение после ГРП — 12%, ЗБС — 4% (см. «Объем рынка колтюбинга...»).

Локализация производства

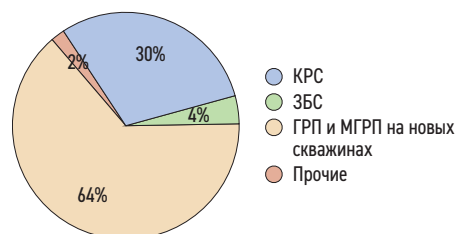
В связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов в ресурсной базе российской нефтедобычи, а также с увеличением объема горизонтального бурения и повышением глубины горизонтальных скважин повышаются требования к ГНКТ. В первую очередь, в части диаметра (44 мм и выше) и длины трубы (5000 м и более). При этом заказчики стремятся сохранить на прежнем уровне цены на операции колтюбинга.

Экономическая привлекательность использования ГНКТ может вырасти за счет снижения себестоимости этих услуг. А для этого необходимо расширять производство ключевых комплектующих на российских заводах. В настоящее время более 90% ГНКТ, используемых на российском рынке, импортные. В основном они закупаются в США и Китае.

Но сегодня есть достаточно мощные стимулы для развития производства ГНКТ на территории РФ. Это и снижение обменного курса рубля, и санкции против российской нефтяной отрасли, и принятая на государственном уровне программа импортозамещения.

Наиболее близок к реализации проект ООО «Энгельсспецтрубмаш» (ЭСТМ). Он предполагает строительство завода по производству ГНКТ в особой экономической зоне «Узловская» (Тульская область). Начало выпуска продукции ожидается в ноябре 2017 года.

Доли операций с ГНКТ в денежном объеме рынка в 2016 г.



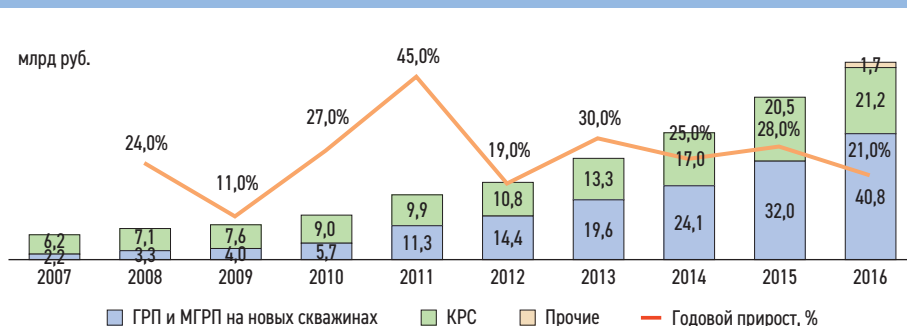
Источник: RPI

Мощность первой очереди завода составит около 9 тыс. тонн в год (при двухсменном режиме работы). На предприятии будут производить трубы длиной до 9000 м и диаметром от 25,4 до 88,9 мм. При этом акцент будет сделан на выпуск труб диаметром 38,1 мм, 44,45 мм, 50,8 мм и 60,4 мм. Именно на них наиболее высок спрос на рынках России и стран СНГ.

В 2016 году количество операций колтюбинга выросло на 6% по сравнению с предыдущим годом. А среднегодовой рост за период 2007–2016 годов составил 8%

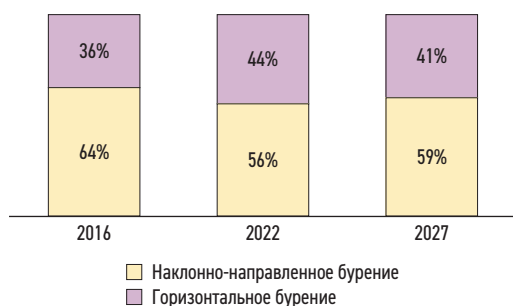
Завод будет выпускать ГНКТ прочностью 80, 90, 100 и 110 kpsi, а также с переменной толщиной стенки. Трубы будут соответствовать стандарту API Spec 5ST и являться аналогом продукции лидеров рынка — компаний NOV, Tenaris и Global Tubing. Это будет обеспечено благодаря использованию аналогичных по уровню производствен-

Объем рынка колтюбинга в 2007–2016 гг. в денежном выражении



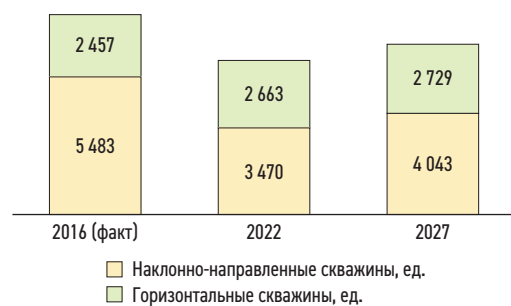
Источник: RPI

Проходка в бурении по видам бурения



Источник: RPI

Прогноз строительства горизонтальных скважин до 2027 г.



Источник: RPI

ной линии, технологии, материалов и системы контроля качества.

Финансирование строительства завода осуществляется за счет собственных средств компании и кредитной линии в размере свыше 1 млрд рублей, полученного от ВТБ сроком на четыре года. ЭСТМ не пользуется

ет АО «Завод гибких труб «Уралтрубмаш» в индустриальном парке «Богословский». Он расположен на территории опережающего развития (ТОР) «Краснотурьинск» (Свердловская область). К настоящему времени завершено проектирование, начало строительства намечено на третий квартал 2017 года.

Планируется, что объем выпуска продукции составит 4,5 тыс. тонн в год. В последующем он может быть увеличен до 9 тыс. тонн. Предполагаемый размер инвестиций — более 2 млрд рублей.

По предварительным оценкам, благодаря строительству новых заводов российские ГНКТ могут занять к 2020 году до 35–40% отечественного рынка. Но существуют и ограничительные факторы. Дело в том, что значительная доля установок ГНКТ принадлежит иностранным нефтесервисным компаниям, работающим на российском рынке. Нарастает также конкуренция со стороны китайских производителей гибкой трубы.

Согласно оценкам отраслевых экспертов, выход на рынок значимых объемов российской продукции может привести к снижению цен на ГНКТ на 15–20% по сравнению с импортом. Благодаря этому увеличится спрос на операции колтюбинга, в первую очередь в сегментах КРС и бурения с использованием ГНКТ.

Перспективы колтюбинга

В ближайшие 10 лет рынок колтюбинга будет развиваться под влиянием следующих факторов:

- рост объемов бурения, прежде всего за счет горизонтального бурения (см. «Проходка в бурении...»);

- усложнение горизонтальных скважин (увеличение глубины, длины горизонтального участка, совершенствование конструкции), что определяет выбор колтюбинга для проведения КРС;

- увеличение числа операций МГРП и ГРП;

- рост количества операций КРС, требующих применения ГНКТ, в частности ОПЗ;

- расширение применения ЗБС, прежде всего при строительстве горизонтальных стволов.

Наилучшие перспективы рынок колтюбинга имеет в тех сегментах нефтесервиса, где прогнозируется устойчивый рост. К ним относятся бурение горизонтальных скважин, связанный с ним МГРП, а также ЗБС (особенно в части боковых горизонтальных стволов).

Горизонтальные скважины

В 2016 году число горизонтальных скважин, законченных строительством, достигло 2,4 тыс. единиц, что на 27% больше, чем годом ранее. При этом их доля составила 31% от всех новых эксплуатационных скважин. Ожидается, что к 2027 году она увеличится до 67%. А средняя проходка на одну скважину в горизонтальном бурении возрастет до 4,5 тыс. метров (см. «Прогноз строительства горизонтальных скважин»).

МГРП

Прогнозируется, что в период 2016–2027 годов число операций многостадийного ГРП будет расти на 2% в год. В результате оно увеличится на 19% и превысит 4 тыс. (см. «Прогноз операций ГРП»).

ЗБС

Среднегодовая динамика количества операций ЗБС в 2017–2027 го-

Ключевым фактором, сдерживающим расширение применения колтюбинга, является его высокая стоимость в сравнении с традиционными решениями, используемыми при КРС

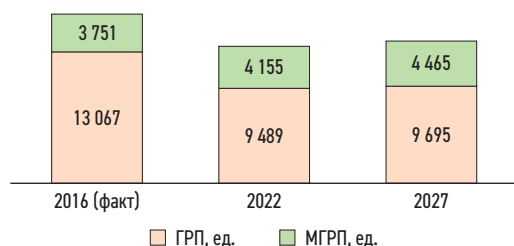
инструментами прямой финансовой поддержки со стороны государства в рамках адресных программ стимулирования импортозамещения (например, по линии Фонда развития промышленности). Это может быть связано со стремлением ввести завод в строй в максимально сжатые сроки.

Стремление нефтегазовых компаний повысить рентабельность приводит к росту числа операций по резке боковых стволов

Но в силу того, что производство находится на территории особой экономической зоны «Узловая», компания имеет соответствующие налоговые и таможенные льготы.

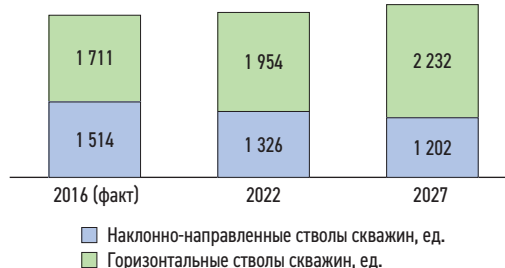
Второй проект создания мощностей по производству ГНКТ реализу-

Прогноз операций ГРП до 2027 г.



Источник: RPI

Прогноз бурения боковых стволов до 2027 г.



Источник: RPI

дах составит около 1%. И к 2027 году оно достигнет 3,4 тыс. (см. «Прогноз бурения боковых стволов»). Ожидается, что наиболее динамичным сегментом ЗБС станет бурение боковых горизонтальных стволов. К 2027 году их доля в общем объеме ЗБС увеличится до 65%.

В среднесрочной перспективе предполагается рост верхнего ценового сегмента рынка колтюбинга. Это связано с увеличением числа операций **бурения с ГНКТ** (бурение боковых стволов и вскрытие пласта на депрессии). Стимулом для этого станут снижение цены на ГНКТ в сочетании с технической и технологической адаптацией гибкой трубы под российские производственные и климатические условия, а также использование стали повышенной прочности. При этом доля рынка (в денежном выражении), приходящаяся на бурение с применением ГНКТ, к 2027 году не превысит 10%.

Увеличение объема горизонтального бурения и усложнение систем заканчивания горизонтальных стволов приведут к повышению спроса на новые методы **ремонта скважин**. А также к расширению применения ГНКТ на различных этапах строительства и освоения скважин. В связи с повышением средней глубины новых скважин будут востребованы универсальные колтюбинговые установки тяжелого класса, позволяющие работать в скважинах глубиной до 5000 метров.

Прогнозируемое увеличение масштабов горизонтального бурения повлечет за собой рост числа операций при освоении скважин, ГИС на колтюбинге, а также применение новых технологий повышения нефтеотдачи пласта, проведение которых сопровожда-

ется использованием ГНКТ. Ожидается, что широкое распространение получат такие технологии, как гидрорескоструйная перфорация при многостадийном ГРП, разбуривание портов многостадийного ГРП, кислотная стимуляция пласта, заканчивание на депрессии, испытание горизонтальных скважин на приток, геофизические исследования горизонтальных стволов многоствольных скважин.

Колтюбинг, применяемый при КРС, станет более конкурентоспособен в сравнении с традиционными методами. Дело в том, что в стоимости КРС доля ГНКТ (в сервисной ставке) составляет всего 20–35%, в зависимости от характеристик используемой трубы и вида операции. Как результат, количество операций КРС с применением ГНКТ может вырасти на 8–10%.

В сегменте ГРП (включая МГРП) переход на использование труб российского производства окажет не такое сильное влияние на цену колтюбингового сервиса, как в секторе КРС. Это связано с тем, что эффективной альтернативы ГНКТ при проведении данных операций пока нет. Хотя, учитывая постоянное повышение технологической сложности и рост стоимости МГРП, сдерживание цены на ГНКТ будет иметь позитивный эффект для экономики строительства скважин. А значит, и российской нефтедобычи в целом.

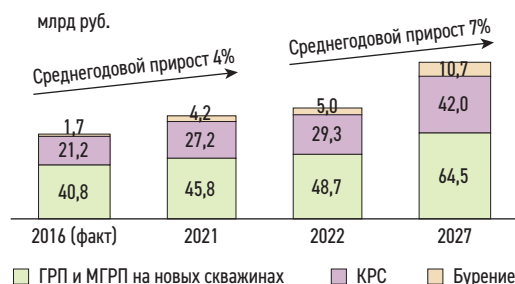
Помимо снижения стоимости ГНКТ, росту рынка колтюбинга в перспективе будут способствовать планируемые изменения в налогообложении нефтяной отрасли. Они могут стать стимулом для вывода из бездействия нефтяных скважин (в настоящее время их количество превышает 20 тыс.).

Преимущества использования колтюбинга при расконсервации заключаются в возможности вскрытия на депрессии и наличии встроенного превентора. Потенциальный объем рынка таких операций оценивается в 1,5–2 тыс. в год. Это делает данный сегмент ключевой перспективной нишей для колтюбинга. Рост здесь может достигнуть 8–10%.

Есть мощные стимулы для развития производства ГНКТ на территории РФ: снижение курса рубля, западные санкции, принятая программа импортозамещения

Исходя из рассмотренных выше факторов и трендов, можно сделать вывод, что рынок колтюбинга (без учета операций расконсервации) в период 2017–2027 годов может расширяться на 6% в год. В результате к 2027 году его объем превысит 117 млрд рублей (см. «Прогноз объема рынка колтюбинга»). □

Прогноз объема рынка колтюбинга до 2027 г.



Источник: RPI

ЧЕРЕЗ ТЕРНИИ К РОСТУ



В сентябре исполняется 15 лет «РуссНефти» — шестой по объемам нефтедобычи ВИНК страны. Отец-основатель компании Михаил Гучериев складывал ее по кирпичику, доказывая, что создание конкурентоспособного рыночного игрока возможно не только в результате приватизации, но и на основе чисто рыночных механизмов — последовательной интеграции и грамотного управления активами.

С последующими трудностями, которые для иной компании ее калибра могли бы оказаться критическими, «РуссНефть» справилась в общем-то малой кровью. Она сохранила целостность, наращивает запасы, увеличивает инвестиции, начала разработку трудноизвлекаемых залежей.

Не все проблемы остались в прошлом. Так, в последние годы компания неуклонно снижала добычу. Тем не менее результаты прошлогоднего IPO, как и предстоящее освоение новых запасов и перспективных лицензионных участков, позволяют надеяться на дальнейший рост финансового и производственного потенциала «РуссНефти».

История «РуссНефти» уходит корнями в 1976 год, когда в ХМАО было создано НГДУ «Варьеганнефть». Это предприятие дало жизнь поселку Радужный, позднее преобразованному в город. В сентябре 2002 года «Варьеганнефть» стала первым активом нового нефтедобывающего холдинга экс-президента «Славнефти» Михаила Гучериева (см. «Старшая "дочка"»).

Сразу вслед за этим началась консолидация бизнеса, предполагавшая приобретение перспективных добывающих активов в разных регионах страны. В течение следующих трех лет в структуру «РуссНефти» вошли, в частности, «Ульяновскнефть», «Томская нефть», «Аганнефтегазгеология», АКИ-ОТыР, объединенные в единую производственную цепочку. Это позволило «РуссНефти» уже в

ВИКТОР ПРУСАКОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»

2004 году вчетверо увеличить объем добычи и войти в десятку ведущих нефтяных компаний страны.

Полку ВИНК прибыло

Следующий, 2005, год подвел черту под решением главной задачи Гучериева — построение цепи вертикальной интеграции. «РуссНефть» приобрела два нефтеперерабатывающих завода (Орский и Краснодарский), ввела в строй нефтеналивной терминал в Брянской области, стала лидером на топливном рынке Московского региона. Кроме того, компания на 70% нарастила ресурсную базу и успешно провела дебютный выпуск облигаций.

Во второй половине 2000-х развитие продолжилось. В 2006 году «РуссНефть» ввела в промышленную разработку Нижне-Шапшинское месторождение и вышла на между-

Старшая «дочка»

ОАО «Варьеганнефть» ведет разработку Варьеганского, Ново-Аганского и Валюнинского месторождений в ХМАО, а также оказывает операторские услуги по добыче предприятиям «Белые ночи», «Ново-Аганское», «Валюнинское». В 2016 году на месторождениях «Варьеганнефти» добыто свыше 878 тыс. тонн нефти и 627,8 млн м³ газа.

Производственная программа предприятия на 2017 год направлена на повышение эффективности работы с истощенной ресурсной базой. С этой целью предполагаются применение современных технологий, реализация программы ГРП, резка боковых стволов и ГТМ.

народный рынок, подписав соглашение с ГНКАР о совместной разработке месторождения Зых-Говсаны в Азербайджане.

В 2008 году нефтедобыча компании выросла на 0,55%, до 14,2 млн тонн (на фоне снижения показателей по отрасли в целом). В Западной Сибири этого удалось добиться благодаря продуманной стратегии строительства новых высокопродуктивных скважин и применению новых технологий нефтедобычи, на зрелых месторождениях Поволжья и Удмуртии — за счет активного проведения ГТМ.

Параллельно с добычей развивался и сектор downstream. В 2006 году на Орском НПЗ был начат выпуск дизельного топлива по стандартам Евро-3. Масштабная реконструк-

ция производственных мощностей позволила в 2008 году довести объем переработки до 7,5 млн тонн (+2,4% к предыдущему году). Компания также активно развивала производство моторных и трансмиссионных масел и смазок под собственным брендом.

В результате геологоразведки в том же году был открыт ряд новых месторождений и залежей в ХМАО, Томской и Саратовской областях. Это позволило прирастить сырьевую базу на 5% (20 млн тонн категории С₁).

Преодолевающая трудности

Последствия кризиса 2008 года не обошли «РуссНефть» стороной. В следующем году она на 1,5 млн тонн

снизила добычу. Положение дел осложнялось неприятностями у владельца компании.

Еще летом 2007 года Гучериев был обвинен в серьезных экономических правонарушениях. Тверской суд Москвы выдал санкцию на его заочный арест. Бизнесмен заявил о продаже «РуссНефти» холдингу «Базовый элемент» Олега Дерипаски и покинул страну. Лишь весной 2010 года обвинения против Гучериева были сняты, и он вернул себе контроль над «РуссНефтью».

В сентябре 2002 года «Варьеганнефть» стала первым активом нового нефтедобывающего холдинга Михаила Гучериева

В том же году благодаря 60%-му увеличению инвестпрограммы, масштабным бурением и ГТМ добыча компании вновь пошла в рост, который значительно превысил среднетрасовые показатели. Стремительно росли и запасы. Параллельно расширялись каналы сбыта: в 2010 году «РуссНефть» на 470 тыс. тонн увеличила экспорт нефти и на 200 тыс. тонн реализацию нефтепродуктов через собственную сеть АЗС в Оренбургской области.

Впоследствии структура «РуссНефти» претерпела изменения. С некоторыми активами Гучериеву пришлось расстаться, чтобы погасить долги компании (в 2010 году они оценивались в \$6,2 млрд). Другие — «Белкамнефть», Региональный нефтяной консорциум — были переданы во вновь созданную Гучериевым НК «Нефтиса».

В 2014 году в состав «РуссНефти» вошли два предприятия, расположенные в основном регионе ее деятельности (ХМАО) — Ханты-Мансийская нефтяная компания и Назымская нефтегазозащитная экспедиция. Тем не менее потеря крупных добывающих активов, как и продолжающееся истощение старых месторождений, не замедлили сказаться на динамике производства (см. «Добыча нефти "РуссНефти" в России»).

Укрепление позиций

Знаковым для «РуссНефти» стал прошлый год. В ноябре была утвер-

К трудным залежам

Стратегия «РуссНефти» предполагает вовлечение в разработку 50 млн тонн ТРИЗ. В результате их доля в структуре добычных активов компании должна возрасти на 10%.

В частности, к 2020 году планируется выйти на пик добычи в 1,5 млн тонн из ачимовских пластов. Во втором квартале прошлого года «РуссНефть» приступила к активному разбуриванию ачимовской залежи Тагринского месторождения. В ближайшие три года здесь планируется ежегодно бурить около 55 скважин с использованием 4–9-стадийного МГРП и проводить 15 ЗБС. Как ожидается, это позволит к 2019 году добывать 1 млн тонн нефти.

Второй ачимовский проект компания реализует на Шапшинской группе месторождений, где в 2018 году предполагается бурение восьми скважин. В целом же планируется пробурить 86 скважин и к 2020 году выйти на пик добычи в 0,5 млн тонн.

Кроме того, этой весной компания начала пилотный проект по строительству скважин на Средне-Шапшинском месторождении на залежь, приуроченную к баженовской свите. Ресурсы бажена на Средне-Шапшинском оцениваются более чем в 40 млн тонн. В августе компания сообщила, что в ходе испытаний одной из скважин при выполнении «гибридного» гидроразрыва пласта с использованием технологии Slickwater был получен устойчивый фонтанирующий приток нефти с дебитом около 100 тонн в сутки.

К 2021 году добыча из баженовской свиты Средне-Шапшинского месторождения может составить 0,9 млн тонн. Ожидается, что разработка этих залежей будет высокорентабельной за счет нулевой ставки НДС и сравнительно низких затрат на бурение.

ждена стратегия компании на 2017—2019 годы, предполагающая рост добычи с 7 до 10 млн тонн в год, а также активную разработку трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов (см. «К трудным залежам»).

В том же ноябре «РуссНефть» провела первичное размещение акций на Московской бирже, первое в отрасли за последние 10 лет. В ходе IPO структуры семьи Гучериева продали 20% обыкновенных акций компании на 32,4 млрд рублей (см. «Лиха беда начало», НГВ #1-2/2017).

Для пользы дела

В первом полугодии 2017 года «РуссНефть» освоила 4,7 млрд рублей капложений в развитие объектов инфраструктуры. Это вдвое выше прошлогоднего показателя. Построено и передано под монтаж бурового оборудования 16 новых кустовых площадок, завершено сооружение 126 км трубопроводов. Строительно-монтажные работы ведутся в рамках производственной программы обустройства Тагринского, Верхне-Шапшинского, Средне-Шапшинского, Рославльского и Поселковского месторождений.

В первом полугодии также закончено строительство линейной части газопровода с Тагринского месторождения до компрессорной станции (КС-3) «Варьеганская». Этот проект позволит гарантировать бесперебойность поставок ПНГ с упомянутого месторождения.

В 2016 году доля горизонтальных скважин у «РуссНефти» выросла более чем вдвое к уровню позапрошлого года — с 23 до 52%

«Мы смотрим на перспективы российского рынка с оптимизмом и увидели признаки стабилизации и улучшения ситуации, поэтому решили воспользоваться данной возможностью для укрепления позиции на рынке и стимулирования дальнейшего роста «РуссНефти». Кроме того, в российском нефтегазовом секторе сейчас осталось не так много независимых публично торгуемых компаний. «РуссНефть» обладает уникальной инвестиционной историей, и мы рассчитывали, что она будет интересна инвесторам», — объяснял Михаил Гучериев.

Добыча нефти «РуссНефти» в России*



* До 2013 года с учетом ООО «Белкамнефть» и ООО «Региональный нефтяной консорциум»

Источник: ЦДУ ТЭК, «РуссНефть»

Сегодняшний показатель обеспеченности запасами «РуссНефти» (23 года) — один из самых высоких в России

Расчет в целом оправдался. Спрос на акции компании более чем на 30% превысил предложение. По словам Гучериева, акционерами стали банки, профессиональные инвестиционные фонды и хеджфонды, крупные финансовые и промышленные холдинги из России, Европы и Азии. Более 2 тыс. заявок на покупку акций подали физические лица.

На конец 2016 года рыночная капитализация компании составила 164,2 млрд рублей. На тот момент семье Гучериева принадлежало 60% ее уставного капитала. Еще 25% владе-

ли международный нефтетрейдер Glencore и его «дочки».

«IPO позволит повысить прозрачность и укрепить репутацию «РуссНефти» как одного из лидеров нефтяной отрасли России», — уверен Михаил Гучериев.

В прошлом году он возглавил совет директоров «РуссНефти», передав операционное управление новому президенту компании Евгению Толочку. Последний ранее занимал пост ее вице-президента по добыче и геологии.

Купили все, что можно

Привлеченные в ходе IPO средства планировалось направить на погашение долга компании (уже к концу 2016 года он снизился до \$1,215 млрд) и покупку новых добывающих предприятий.

Речь идет, прежде всего, об оренбургских активах, ранее принадлежавших компании «ФортеИнвест». Сделку купли-продажи предполагается закрыть до конца 2017 года. В прошлом году добыча «ФортеИнвеста» составила 500 тыс. тонн при 14,2 млн тонн запасов категории 2Р. Активы

характеризуются низкими геологическими рисками, высокой изученностью пластов и наличием развитой инфраструктуры.

Еще одним приобретением стала компания «Сладковско-Заречное» в той же Оренбургской области с запасами 100 млн тонн. Предполагается, что в следующем году ее добыча составит 1 млн тонн.

«РуссНефть» наряду с «Нефтисой» и «ФортеИнвестом» должна войти в создаваемую Гучериевым промышленно-финансовую группу «Сафмар». Новых нефтяных активов приобретать уже не планируется. «Зачем, когда у нас 1 млрд тонн запасов... Мы уже купили все, что можно купить. Сейчас будем развивать свои месторождения. Все будет зависеть от спроса. Спрос будет — будем расти. Сейчас держим добычу из-за соглашения с ОПЕК», — говорил глава «РуссНефти» в интервью «Ведомостям».

Новые подходы

В прошлом году добыча компании в очередной раз снизилась (более чем на 5%). Евгений Толочек пояснил, что

это обусловлено как естественным истощением запасов на зрелых месторождениях, так изменением производственной программы компании.

«Снижение цен на нефть сделало традиционное бурение менее эффективным, в связи с чем мы были вынуждены временно его приостановить и в корне изменить подход к разработке месторождений. Новая масштабная программа предусматривает разработку ранее не задействованных участков, нерентабельных при классических способах бурения, а также интенсификацию добычи на зрелых месторождениях», — сообщил топ-менеджер.

С прошлого года «РуссНефть» активно использует метод бурения горизонтальных скважин в сочетании с МГРП. Так, на Верхне-Шапшинском месторождении применение 8-стадийного ГРП позволило добиться стартового дебита свыше более 150 тонн нефти в сутки. Это более чем в пять раз выше показателей аналогичных наклонных скважин.

В 2016 году доля горизонтальных скважин у «РуссНефти» выросла более чем вдвое по сравнению с позапрошлым годом — с 23 до 52%. Всего в прошлом году было введено 105 новых скважин, проходка составила 371 тыс. метров, что почти на треть превышает уровень 2015 года (см. «Структура добычи «РуссНефти» в 2016 г.»).

Это дало неплохие результаты. Среднесуточная добыча компании во втором полугодии прошлого года составила 19,7 тыс. тонн, показав 6%-й рост по сравнению с первым полугодием.

В текущем году производство планируется сохранить на прошлогоднем уровне. При этом инвестпрограмма «РуссНефти» должна возрасти в 1,5 раза, до 25,7 млрд рублей. Как сообщается, в случае восстановления рыночного баланса спроса и предложения компания готова поднять годовую добычу не менее чем на 2,5%. Рост будет обеспечен благодаря значительному увеличению фонда новых скважин, число которых в 2017 году должно составить 128 единиц.

Солидный портфель

«Нашей целью является увеличение годового уровня добычи нефти до 11 млн тонн к 2025 году. Стратегия... опирается на сбалансированный

портфель активов, состоящий как из зрелых месторождений, формирующих фундамент для текущей деятельности, так и перспективных месторождений и участков, составляющих основу будущего роста», — говорится в годовом отчете компании.

Формирование портфеля, в самом деле, выглядит достаточно продуманным. Ключевая Западно-Сибирская группа месторождений характеризуется хорошо изученной геологией и относительно низкой себестоимостью добычи. Потенциал здесь видится в развитии Средне-Шапшинского и Верхне-Шапшинского месторождений, разбуривании ачимовских залежей на Тагринском, а также интенсификации добычи на зрелых месторождениях за счет реализации программ ГТМ.

На Поволжскую группу приходятся запасы с существенными льготами по НДС. Ожидаемое приобретение активов «ФортеИнвеста» позволит здесь к 2020 году увеличить добычу на 1,1 млн тонн.

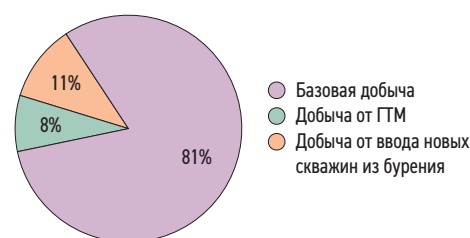
В долгосрочной перспективе «РуссНефть» рассчитывает на разработку Восточно-Каменного месторождения. Компания также планирует ГРП на новых лицензионных участках. При благоприятной конъюнктуре к 2025 году в рамках этих проектов может быть получено до 2,5 млн тонн «новой» нефти.

Еще один фактор долгосрочного роста — вовлечение в разработку газоконденсатных залежей в Азербайджане, открытых в 2015 году (см. «Ресурсная база «РуссНефти»»).

Поводы для оптимизма

По итогам первого полугодия 2017 года прирост запасов «РуссНефти» составил 25,8 млн тонн. Он пришелся на основной ее регион, ХМАО. Сегодняшний показатель обеспеченности запасами «РуссНефти» (23 года) — один из самых высоких в России. Коэффициент замещения запасов составляет 119%.

Структура добычи нефти «РуссНефти» в 2016 г.



Источник: «РуссНефть»

Еще один плюс компании — значительная доля нефти, добываемой на льготных месторождениях (в прошлом году она выросла до 30% против 25% годом ранее).

Немаловажным аспектом стало улучшение финансовых показателей — снижающаяся долговая нагрузка с комфортным уровнем соотношения чистого долга к EBITDA (3,3). Показатель EBITDA в прошлом году вырос на 21% и составил 25,2 млрд рублей.

Не случайно по итогам первого полугодия «РуссНефть» в три раза увеличила капитальные вложения в строительство инфраструктуры (см. «Для пользы дела»).

Стратегия «РуссНефти» предполагает вовлечение в разработку 50 млн тонн ТРИЗ. В результате их доля в структуре добычных активов компании должна возрасти на 10%

В июле совет директоров принял решение не сокращать объем капвложений на 2017 год, несмотря на снижение добычи в рамках договоренностей ОПЕК+.

Вышеперечисленные обстоятельства дают основания «РуссНефти» в непростые для отрасли времена смотреть в будущее с оптимизмом. □

Ресурсная база «РуссНефти»

Группа	Добыча нефти в 2016 г., млн т	Запасы нефти, P2, млн т	Запасы газа P2, млрд м³
Западно-Сибирская	4,7	162,7	26,6
Поволжская	1,5	29,7	5,0
Центрально-Сибирская	0,8	13,9	5,0
Азербайджан	0,5	10,7	5,0

Источник: «РуссНефть»

ДВА НОВЫХ ПРОЕКТА BP

BP объявила о начале реализации двух новых проектов. Речь идет о добыче газа на месторождениях Juniper на Тринидаде и Persephone в Австралии.

Всего же в 2017 году компания намерена осуществить семь крупных новых проектов. Ранее, в первой половине года, уже была введена в эксплуатацию первая фаза комплекса WND на шельфе Египта, построена компрессорная станция на Тринидаде и начата повторная разработка месторождений в рамках проекта Quad 204 (шельф Великобритании).

До конца года начнутся добыча на египетском газовом месторождении Zohr и реализация первой фазы освоения месторождения Khazzan в Омане.

Генеральный директор BP Роберт Дадли подчеркивает, что эти проекты, обладая низкими издержками и большой маржой, повышают операционную гибкость компании.

ПЕРВЫЙ СПГ В ВОСТОЧНОЙ АФРИКЕ

Итальянская компания Eni и американская Anadarko подписали соглашения с правительством Мозамбика о строительстве двух экспортных терминалов СПГ.

Оба объекта будут сооружены в провинции Cabo Delgado, где сосредоточены основные запасы газа. Их освоение может выдвинуть одно из беднейших в мире государств в лигу крупных газодобывающих стран.

Anadarko разрабатывает проект наземного завода, включающего в себя две производственные линии общей мощностью 12 млн тонн в год. Сырьем для него послужит газ шельфового месторождения Golfinho/Atum.

Eni проектирует плавучий СПГ-завод (FLNG), который будет расположен над шельфовым месторождением Coral с запасами 5 трлн ф³. Его мощность составит 3,4 млн тонн в год.

Основными потребителями газа Anadarko будут азиатские страны. Eni предполагает продавать СПГ британской BP.

В создание индустрии СПГ в Мозамбике общей мощностью 20 млн тонн в год будет вложено \$30 млрд. Начало экспорта ожидается в 2021 году.

ПАНАМА И ЗАМБИЯ: ЛУЧШЕ ПОЗДНО, ЧЕМ НИКОГДА

ION Geophysical Corporation объявила о проведении первой сейсмической съемки в Республике Панама за последние 30 лет. Исследование проводится с целью оценки углеводородного потенциала неразведанных частей глубоководного шельфа в рамках подготовки лицензионного раунда. Полная интерпретация собранных данных будет проведена к середине 2018 года.

Интерес к шельфу Панамы возник в связи с положительными результатами разведки у побережья соседней Колумбии.

Одновременно в Замбии президент страны Эдгар Лунгу инициировал проведение первой тензометрической съемки в провинции Luapula. Исследования, заключающиеся в измерении деформаций объекта в земной коре и их визуализации на мониторе, будет проводить компания Tullow Oil.

УЗКИЕ ПРОХОДЫ ДЛЯ НЕФТИ

Администрация энергетической информации США (EIA) выпустила отчет об узких местах морской транспортировки нефти. По оценке ведомства, в 2016 году 57 млн барр/сут. проходили сквозь восемь основных каналов и проливов. Максимальный объем транспортировки приходился на Ормузский пролив (18,5 млн барр/сут.). Следующий по значению — ультраузкий Малаккский пролив, через который, нередко под угрозой пиратских нападений, ежесуточно «протискивалось» 16 млн барр нефти.

Суэцкий канал (с параллельным нефтепроводом Sumed), Мыс Доброй надежды и Баб-эль-Мандебский пролив в сумме ежесуточно пропускали столько же нефти, сколько каждый из самых крупных проходов. Наименьшее количество сырья из восьми рассмотренных «узких горлышек» проходит через Панамский канал.

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



НЕФТЕГАЗ



18-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

16–19 апреля 2018

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

При поддержке:



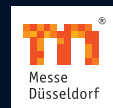
Министерства энергетики
Российской Федерации

 МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

Министерства промышленности
и торговли Российской Федерации

Организаторы:

 **ЭКСПОЦЕНТР**
МОСКВА



Реклама 12+



www.neftegaz-expo.ru

ОТ АЛЯСКИ ДО СЕНЕГАЛА

Открытия новых нефтегазовых месторождений в 2016–2017 годах



ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА

«Нефтегазовая Вертикаль»

Капиталовложения в мировую энергетику в 2016 году сократились на 12% по сравнению с 2015 годом. Особенно пострадали ископаемые энергоносители, инвестиции в поиски и разведку которых, без учета сланцевых проектов, составили \$50 млрд — на 27% меньше, чем пять лет назад.

Отмена или перенос сроков реализации нефтегазовых проектов и ухудшение финансового состояния компаний отрасли стали дежурным трендом в течение полутора лет. Это дало основание для оптимистичных прогнозов.

Но на самом деле идет процесс пересмотра корпоративной структуры нефтегазовых компаний, стратегии бизнеса и инвестиционных приоритетов с целью более эффективной адаптации к новым условиям бизнеса.

Вслед за инвестициями резко снизилось количество открытий новых месторождений. Результаты 2016 года по объему приращенных ресурсов оказались на самом низком уровне за несколько десятилетий. Примерно из 200 открытий, сделанных в период 2016 — первого полугодия 2017 года, можно выделить около 20 наиболее значительных. Они были осуществлены во всех основных нефтегазоносных регионах, кроме Ближнего Востока.

Динамика добычи углеводородов опережает скорость открытия новых ресурсов. По данным BP Statistical Review of World Energy, за период 2010–2016 годов мировые запасы нефти увеличились на 4%. Добыча за то же время выросла на 10,7%. Та же тенденция прослеживается и по газу: при расширении про-

изводства на 11,2% запасы выросли только на 5,8%.

Такой результат можно было бы объяснить тем, что подсчет запасов, в отличие от добычи, далеко не всегда и не везде делается ежегодно. Но за семилетие статистическое запаздывание должно бы скорректироваться.

Если рассмотреть предыдущий семилетний период, 2004–2010 годы, то картина противоположная: запасы нефти увеличились на 25% при росте добычи на 13,7%. Правда, нужно учесть, что на результат по добыче негативно повлиял провальный 2009 год. Но тем не менее резонно предположить, что трендовое снижение прироста мировых запасов нефти началось примерно с 2005 года.

Что касается газа, то в 2004–2010 годах, как и в последующий период, добыча выросла больше, чем запасы, в соотношении 18,2:12,7% соответственно.

Инвестиции в upstream

По данным МЭА, совокупные инвестиции в глобальный ТЭК сократились с \$1,9 трлн в 2015 году до \$1,7 трлн в 2016-м (на 12%). Объем этих капиталовложений эквивалентен 2,2% глобального ВВП, что представляется недостаточным для сектора, служащего одним из главных драйверов мировой экономики. При этом инвестиции в освоение ископаемых видов энергоносителей, включая нефть, газ и уголь, уменьшились на 25%. Но есть и хорошая новость: вложения в эффективность энергопотребления увеличились на 9%.

Основным инвестиционным направлением в прошлом году был Китай. В его энергетический сектор было вложено \$375 млрд, или 21% общемировой суммы. Далее следуют

США (более \$250 млрд) и Европа (свыше \$225 млрд). В Европе 30% инвестиций направлено на повышение эффективности энергопотребления, в то время как в США и в Китае на эти цели затрачено не более 16%.

Глобальные капиталовложения в разведочные работы на нефть и газ, без учета сланцевых формаций, достигли пика в \$130 млрд в 2013 году, после чего начали последовательно уменьшаться на \$20–35 млрд в год. В 2016 году инвестиции снизились до \$50 млрд, что на 61,5% меньше, чем в рекордном 2013 году.

Около 70% суммарных инвестиций в 2016 году было направлено в разведочное бурение на шельфе, примерно в равном распределении между мелководной, глубоководной и сверхглубоководной зонами. В географическом ракурсе наибольшие капиталовложения, \$10 млрд, приходились на Северную Америку, преимущественно на Мексиканский залив. Далее следуют разведочные проекты в Восточной Азии, на которые было затрачено порядка \$8 млрд, и в Латинской Америке — около \$7 млрд.

В 2017 году большинство аналитиков ожидают дальнейшего сокращения ассигнований компаний на поисково-разведочную деятельность. Rystad Energy прогнозирует их снижение до \$40 млрд. Консалтинговая группа Wood MacKenzie считает, что инвестиции в сферу upstream в 2017 году достигнут семилетнего минимума, после чего начиная с 2018 года начнется их рост. И к 2020–2021 годам они достигнут уровня 2010 года. При этом доля затрат на разведку в суммарных вложениях в upstream вырастет с 8% в 2016 году до 13% в 2020-м.

Уменьшение инвестиций в нефтегазовый upstream привело к отмене или переносу сроков реализации ряда проектов и ухудшению финансового состояния игроков рынка. Это дало повод для пессимистических прогнозов на будущее. В действительности же, объясняет МЭА, нефтегазовые компании активно пересматривают свою корпоративную структуру, стратегию бизнеса и инвестиционные приоритеты.

При этом аналитики выделяют несколько трендов. Отчетливо проявляется предпочтение в пользу менее крупных проектов, которые начинают приносить доходы в более короткие сроки. Если в период

Глобальные инвестиции в разведку УВ в традиционных формациях

	Инвестиции в ГРП, \$млрд	Открытые ресурсы УВ, млрд барр н.э.	Соотношение инвестиций и открытых ресурсов, \$/барр н.э.
2012	115	27,0	4,2
2013	130	17,0	7,6
Шельф		4,4	
2014	110	15,0	7,3
2015	75	12,0	6,2
2016	50	6,9	7,2
Шельф		2,3	
2017	40 (оценка)	9,0 (оценка)	4,4

Источник: Rystad Energy, «Нефтегазовая Вертикаль»

2010–2014 годов срок окупаемости проекта в среднем по миру составлял четыре года, то в 2016–2017 годах он уменьшился до трех лет.

Другой тренд — сдвиг в сторону brownfields и разработки сателлитов, то есть менее затратных активов.

Особенно значительные изменения происходят на шельфе. Там сокращаются количество и размеры проектов, происходит оптимизация их структуры. Снижение инвестиций отчасти вызвано и уменьшением себестоимости добычи — как на сланцевых, так и на традиционных месторождениях.

Завышенные прогнозы?

Объемы открытых запасов нефти и газа в 2016 году оказались на самом низком уровне за несколько десятилетий. Как сообщает Rystad Energy, в среднем в месяц открывалось 580 млн барр н.э. нефти и газа, минимальное количество с 1940-х годов.

Годовой объем новых ресурсов (около 7 млрд барр н.э.) оказался на 42% меньше, чем в 2015 году, и составил лишь четвертую часть от результатов 2012 года. В течение прошлого года в мире было открыто 174 месторождения нефти и газа. Для сравнения: в период до 2013 года открывали 400–500 месторождений в год.

Сопоставление данных о капиталовложениях в разведку и объемов выявленных ресурсов показывает, что стоимость открытия одного барреля нефтяного эквивалента в 2013–2016 годах увеличилась до \$6,2–7,2 (\$4,2 в 2012 году). Если в этом ракурсе рассмотреть прогноз Rystad на 2017 год, то ожидаемый аналитиками объем открытых ресурсов (9 млрд барр н.э.) представляется завышенным (см.

«Глобальные инвестиции в разведку УВ в традиционных формациях»).

При условии снижения инвестиций до \$40 млрд и сохранения стоимости открытия одного барреля нефтяного эквивалента на уровне последних трех лет, оценку можно было

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ОПЕРЕЖАЕТ СКОРОСТЬ ОТКРЫТИЯ НОВЫХ РЕСУРСОВ. В 2010–2016 ГОДАХ МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ УВЕЛИЧИЛИСЬ НА 4%, ДОБЫЧА — НА 10,7%. ПРИ РОСТЕ ДОБЫЧИ ГАЗА НА 11,2% ЗАПАСЫ УВЕЛИЧИЛИСЬ ТОЛЬКО НА 5,8%

бы скорректировать до 6 млрд барр н.э. Среднемесячный объем открытий в течение первых четырех месяцев 2017 года снизился до 425 млн барр н.э., что подтверждает это предположение.

Открытия: Западное полушарие

Из сообщений об открытиях нефти и газа в 2016 году и в первые семь месяцев 2017 года можно выделить

ИНВЕСТИЦИИ В ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В 2016 ГОДУ УВЕЛИЧИЛИСЬ НА 9%, А В ЦЕЛОМ В МИРОВУЮ ЭНЕРГЕТИКУ СОКРАТИЛИСЬ НА 12%. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В ИСКОПАЕМЫЕ ВИДЫ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ УМЕНЬШИЛИСЬ НА 25%

около 20 наиболее значительных новых месторождений в традиционных формациях, с начальными геологическими ресурсами более 100 млн барр н.э. Они находятся в регионах

Наиболее значительные открытия традиционных месторождений, 2016–2017 гг.

Страна	Месторождение	Оператор	Суша/шельф	Год открытия	Оценка ресурсов	Примечания
Северная Америка						
США	Tulimaniq	Caelus Energy Alaska	шельф	2016	1 800–2 400 млн барр нефти	Аляска
	Willow	ConocoPhillips/Anadarko Petroleum	суша	2016	300 млн барр нефти	Аляска
	Horseshoe	Repsol/Armstrong Energy	суша	2017	1 200 млн барр нефти (извлекаемые)	Аляска
Латинская Америка						
Мексика	Amoca	Eni	шельф	2017	1 000 барр нефти	
	Zama	Premier Oil /Talos Energy/Sierra Oil & Gas	шельф	2017	1 400–2 000 млн барр нефти	
Гайана	Liza	ExxonMobil	шельф	Доразведка 2016–2017	800–1400 млн барр н.э.	
	Payara	ExxonMobil	шельф	2017	500 млн барр н.э.	Преимущественно нефть
Европа						
Великобритания	Lancaster	Hurricane	шельф	2016	>200 млн барр нефти	Шетландские о-ва
	Lincoln	Hurricane	шельф	2016	250 млн барр нефти	Шетландские о-ва
Норвегия	Kayak	Eni	шельф	2016	100–150 млн барр н.э.	Преимущественно нефть
Африка						
Ангола	Zalophus	Cobalt, BP, Sonangol	шельф	2016	800 млн барр н.э.	Газ и конденсат
Египет	Baltim South West	Eni/BP	шельф	2016	1 трлн ф³	газ
	Qattameya	BP	шельф	2017	Газ?	Дельта Нила
Нигерия	Owovo	ExxonMobil	шельф	2016	500–1 000 млн барр нефти	
Сенегал	Teranga	Kosmos Energy	шельф	2016	25 трлн ф³ газа	
	Yakaar	Kosmos Energy	шельф	2017	15 трлн ф³ газа	
Азия						
Мьянма	Thalin Shwe, Yee Htun, Pyi Thit	Woodside Petroleum	шельф	2016-2017	На стадии оценки	Газ
Россия	Нерцетинское	Роснефть	суша	2016	17,4 млн т нефти (128 млн барр)	НАО
	Верхнеичерское	ООО «Восток-Энерджи»	суша	2016	11,4 млн т нефти (84 млн барр) 52,6 млрд м³ газа (1,8 трлн ф³)	Восточная Сибирь, Иркутская обл.
Источник: «Нефтегазовая Вертикаль»						

Северной и Латинской Америки, Европы, Африки и Азии (см. «Наиболее значительные открытия традиционных месторождений»).

В СЕВЕРНОЙ АМЕРИКЕ НА ПЕРВЫЙ ПЛАН НЕОЖИДАННО ВЫДВИНУЛАСЬ АЛЯСКА, ГДЕ В СТАРОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ РАЙОНЕ НА СЕВЕРНОМ СКЛОНЕ ПОЛУОСТРОВА ОДНО ЗА ДРУГИМ ОТКРЫТО ТРИ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В Северной Америке на первый план неожиданно выдвинулась Аляска, где один за другим были открыты три новых объекта.

Так, в октябре 2016 года на Северном склоне Аляски компания Caelus Energy открыла гигантское месторождение Tulimaniq. Его общие ресурсы оценены в 6 млрд барр, извлекаемые — 1,4–2 млрд барр.

Следующей была ConocoPhillips, которая в начале 2017 года объявила

об обнаружении месторождения Willow. Оно было вскрыто в 2016 году двумя разведочными скважинами, пробуренными в северо-восточной части территории Национального нефтяного резерва (NPR) на Северном склоне Аляски. Результаты оценочного бурения показали наличие 300 млн барр нефти. Расчетная добыча может составить 100 тыс. барр/сут. Коммерческая эксплуатация месторождения начнется в 2023 году.

Сообщение о третьей «находке» на Аляске поступило в марте 2017 года от компании Repsol. В пресс-релизе сообщается о крупнейшем за 30 лет открытии на суше США. Месторождение Horseshoe обладает 1,2 млрд барр извлекаемых ресурсов.

В Латинской Америке интересные события происходят в Мексике и Гайане.

Мексика, которая недавно открыла шельфовую зону для частного капитала, активно привлекает иностранных инвесторов. В декабре в

стране был проведен первый аукцион на глубоководные участки южной части Мексиканского залива. Среди его победителей, наряду с независимыми частными компаниями, присутствуют нефтегазовые корпорации мирового класса — ExxonMobil, Chevron и BP. Следующий международный тендер состоится в январе 2018 года.

Zama-1 — первая в истории Мексики разведочная скважина, пробуренная на шельфе частной компанией. В июле 2017 года техасская Talos Energy, работающая совместно с Premier Oil и Sierra Oil and Gas, сообщила, что пробуренная на глубине воды 546 футов скважина прошла насыщенный легкой нефтью горизонт с оцененными ресурсами 1,4–2 млрд барр.

А успешное бурение скважины Amoca-2, осуществленное компанией Eni, позволило в марте 2017 года вскрыть нефтяной горизонт в заливе Кампече. Протестированная в июле скважина Amoca-3 подтвердила открытие и позволила поднять оценку

ресурсов месторождения Амоса до 1 млрд барр, с перспективой дальнейшего увеличения.

В Гайане в 2016 году ExxonMobil благодаря бурению двух разведочных скважин расширила до 1,4 млрд барр н.э. ресурсный потенциал сенсационного открытия 2015 года — гигантского месторождения нефти Liza. В 2017 году на том же глубоководном блоке Stabroek компания открыла второе гигантское месторождение нефти, Payara, с оцененными ресурсами 500 млн барр н.э., а также менее значительное месторождение Snoek. В результате этих открытий нефтегазовый потенциал блока Stabroek оценивается в 2,25–2,75 млрд барр.

Африка укрепляет потенциал

Из Египта, после сенсационного открытия газового гиганта Zohr в 2015 году, продолжают поступать сообщения о новых успехах разведочных работ. В июне 2016 года компаниями BP и Eni было открыто и в сентябре второй скважиной подтверждено новое газовое месторождение Baltim South West, содержащее 1 трлн ф³ природного газа. В марте 2017 года BP объявила об успешных результатах бурения скважины Qattameya Shallow-1 на своем шельфовом участке North Damietta. BP и Eni, основные участники ГРП и добычи газа в Египте, планируют значительные инвестиции в стране в течение следующих пяти лет.

В Анголе американская Cobalt, британская BP и национальная компания Sonangol объявили об открытии в глубоководном бассейне Kwana газового месторождения Zalophus. Его ресурсы определены в 800 млн барр н.э. Оно приурочено к подсолевым горизонтам, где с 2012 года было открыто шесть месторождений. Проводится работа по сопоставлению критериев нефтегазоносности с подсолевыми горизонтами в Бразилии.

В беспокойной Нигерии, где из-за атак вооруженных группировок в течение года неоднократно приостанавливались буровые работы, ExxonMobil с партнерами удалось открыть месторождение Owovo. Его подтвержденные двумя скважинами запасы достигают 500 млн барр н.э. Результаты бурения третьей скважины допускают возможность увеличения оценки до 1 млрд барр. Новое месторождение находится на глубине во-

ды 580 метров в пределах лицензионных участков OPL 223 и OML 139, которые ExxonMobil с долей 27% делит с компаниями Chevron, Total, Nexen Petroleum и нигерийской NPD.

В Сенегале компания Kosmos Energy из Техаса в 2017 году продолжила успешное разведочное бурение. В результате было открыто месторождение Yakaag, содержащее 15 трлн ф³ газа. Это расширило представления о потенциале сверхглубоководной зоны Greater Tortue на шельфе Мавритании и Сенегала, вскрытой в 2015 году скважиной Marsouin-1 в секторе Мавритании. В 2016 году было также открыто месторождение Teranga на шельфе Сенегала. В декабре 2016 года Kosmos Energy и BP заключили соглашение о сотрудничестве, с передачей британской компании 62% и операторских прав на деятельность в пределах Greater Tortue.

Другие регионы

В Европе крупные открытия углеводородов в последние годы редкость. Если они и происходят, то почти исключительно на северных шельфах региона, преимущественно в Норвегии и в северноморском секторе Великобритании.

Два наиболее значительных открытия 2016 года сделаны в районе Шетландских островов (Великобритания). Оба явились результатом успешного разведочного бурения британской компании Hurricane. Извлекаемые запасы месторождения Lancaster оцениваются в 250 млн барр нефти. Последовавшее за ним месторождение Lincoln в том же районе может содержать более 200 млн барр нефти.

В Норвегии на фоне нескольких небольших открытий особняком стоит месторождение Kayak на лицензионном блоке Statoil в Баренцевом море. Разведочная скважина, заложенная в 23 км от крупного месторождения Johan Castberg на глубине воды 336 метров, вскрыла два нефтенасыщенных горизонта. По предварительным оценкам, в них содержится 100–180 млн барр нефти, из которых 25–50 млн барр извлекаемые.

Что касается более мелких открытий, то в результате бурения разведочной скважины Neiden 7220/6-2R в южной части Баренцева моря были обнаружены запасы в объеме 25–60 млн барр (оператор — Lundin Petroleum).

Интересные сообщения поступают из Мьянмы. В 2014 году в стране был проведен первый в истории международный лицензионный тендер. И уже

ИЗ ЕГИПТА, ПОСЛЕ ОТКРЫТИЯ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ZOHr В 2015 ГОДУ, ПРОДОЛЖАЮТ ПОСТУПАТЬ СООБЩЕНИЯ О НОВЫХ УСПЕХАХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

в 2016 году стало известно об успешной поисково-разведочной кампании, осуществленной на западном шельфе страны. Австралийская Woodside Petroleum в 2016–2017 годах открыла в бассейне Rakhine 3 месторождения газа. В настоящее время идет оценка нового газоносного бассейна.

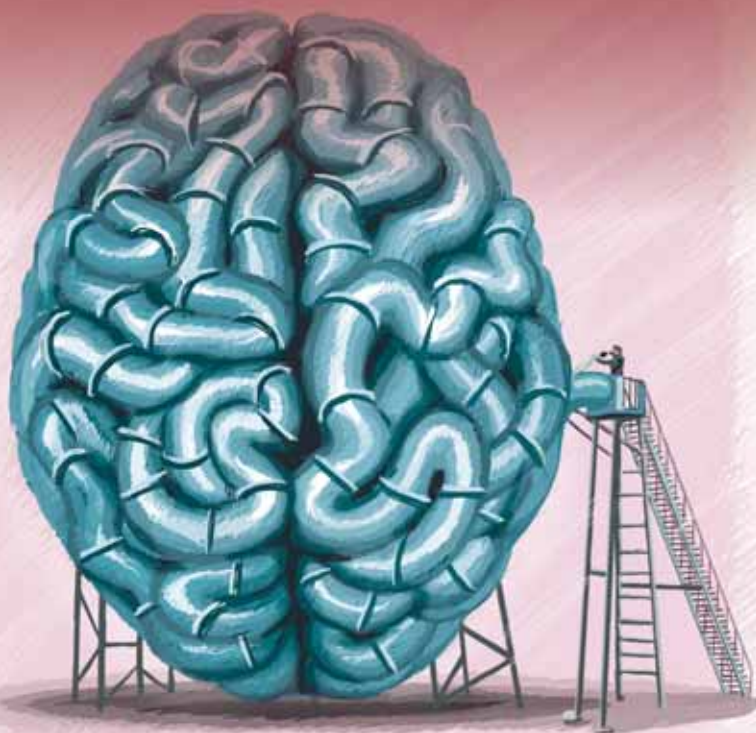
В ЕВРОПЕ КРУПНЫЕ ОТКРЫТИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ РЕДКОСТЬ, И ЕСЛИ ОНИ ПРОИСХОДЯТ, ТО ПОЧТИ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО НА СЕВЕРНЫХ ШЕЛЬФАХ РЕГИОНА, ПРЕИМУЩЕСТВЕННО В НОРВЕГИИ И В СЕВЕРНОМОРСКОМ СЕКТОРЕ ВЕЛИКОБРИТАНИИ

Что касается России, то в докладе министра энергетики РФ Александра Новака о результатах деятельности отрасли в 2016 году сообщалось, что недропользователи инвестировали из своих средств 295 млрд рублей на проведение ГРП. Благодаря этому было открыто 40 месторождений углеводородного сырья. Их средний размер составил 1,7 млн тонн нефти и 14,5 млрд м³ газа извлекаемых запасов по категориям C₁+C₂.

РОССИЙСКИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛИ ИНВЕСТИРОВАЛИ В 2016 ГОДУ 295 млрд рублей НА ПРОВЕДЕНИЕ ГРП. БЛАГОДАРЯ ЭТОМУ БЫЛО ОТКРЫТО 40 МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Наиболее крупными из них названы открытое «Роснефтью» нефтяное месторождение Нерцетинское в НАО с извлекаемыми запасами нефти в 17,4 млн тонн и нефтегазоконденсатное Верхнеишерское в Иркутской области (ООО «Восток-Энерджи») с извлекаемыми запасами 11,4 млн тонн нефти и 52,6 млрд м³ газа. □

ЕСТЬ ШАНС «ПОУМНЕТЬ»



КОНСТАНТИН АНОХИН

Журналист

прежнем уровне, применяя имеющиеся в их распоряжении технологии.

Цифровой драйвер

Одной из технологий, которая способна изменить положение дел в мировой нефтегазовой отрасли, стала концепция интеллектуального месторождения (цифровое месторождение, умное месторождение, smart field и т.д.). Она не нова. За последние 10–20 лет практически все нефтяные компании мира пытались создать комплекс программ и технических средств, которые позволяли бы эффективно управлять объектом разработки. Такой подход дает возможность, с одной стороны, увеличить добычу при минимально возможных затратах. А с другой стороны, обеспечить рациональную отработку запасов и максимально продлить срок эксплуатации актива.

В настоящее время большинство крупнейших международных нефтегазовых корпораций имеют подразделения, занимающиеся разработкой и внедрением данной технологии: «Умные месторождения» (Smart Fields) в Shell, «Месторождение будущего» (Field of the Future) в BP, iFields в Chevron и т.д. Аналогичные подразделения имеют также крупные национальные нефтяные компании, в частности Saudi Aramco, Kuwait Oil Company, Petrobras и другие.

Сегодня нефтегазовые компании переживают не лучшие времена: затоваренный рынок нефти, невысокие цены, неясные перспективы. Значительная часть месторождений с легкоизвлекаемыми запасами уже выработана или находится на поздней стадии эксплуатации. Большинство же открываемых объектов не сравнимы по масштабам запасов с выбывающими гигантами. Кроме того, многие из них расположены в районах со сложными геологическими, климатическими и инфраструктурными условиями.

Концепция «цифрового месторождения» способна оптимизировать затраты на добычу и улучшить экономику нефтяной компании. Хотя для международных корпораций эта технология сегодня не является новейшим достижением, для России это пока новое и достаточно дорогое удовольствие. Тем не менее отечественные компании уже взяли на вооружение технологии «оцифровки» месторождений. Определенные успехи в этой сфере есть у ЛУКОЙЛа и «Газпром нефти».

На фоне разворачивающегося в стране процесса импортозамещения особенно важно участие российских инновационных компаний в разработке собственных «умных технологий». И здесь тоже есть свои достижения. Компания «АСУпроект» в партнерстве с корпорацией SAP создала продукт, который может быть востребован не только на отечественном рынке, но и за рубежом.

Нефтедобывающие компании сейчас сталкиваются со многими трудностями. К их числу можно отнести санкции против российских компаний, которые затрудняют

разработку сложных, в том числе шельфовых, месторождений. В этой непростой ситуации нефтяникам приходится прикладывать максимум усилий для поддержания добычи на

Драйвером создания умных месторождений стал принципиально новый подход к производству. Он кристаллизовался в концепцию четвертой промышленной революции. Это процесс получил название «Индустриализация 4.0», по имени инициативы 2011 года, направленной на повышения конкурентоспособности обрабатывающей промышленности Германии. В основе этой очередной революции лежит интеграция киберфизических систем (или CPS) в производственные процессы.

Поэтому неверно полагать, что «умное месторождение» — просто модное название для системы автоматизации промысла. Недостаточно обвешать оборудование датчиками и повысить уровень автоматизации. Да, это поможет более оперативно устранять какие-то возникающие осложнения. Но такая мера еще не дает возможности оценить долгосрочные перспективы развития нефтегазового актива в целом. Она также не позволяет анализировать эффективность процессов в реальном времени.

Основной смысл концепции smart field — это интегрированное планирование, возможность в режиме онлайн реагировать на возникающие инциденты, на меняющиеся режимы разработки скважин. Еще одно ее преимущество — способность оперативно моделировать последствия, к которым могут привести мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов.

Мировые нефтегиганты прошли уже довольно серьезный путь по адаптации систем цифрового месторождения на своих промыслах. Они инвестировали в это внушительные средства. Но, по мнению экспертов, инвестиции в оцифровку нефтедобычи вполне оправданы.

Например, по оценкам Schlumberger, только более эффективная и качественная диагностика параметров эксплуатируемых скважин может привести к 7%-му снижению производственных затрат и 25%-му сокращению капитальных и эксплуатационных расходов.

А компания Shell, «обвязав» свои промыслы оптоволоком и реализовав концепцию цифрового месторождения, смогла вернуть в эксплуатацию те скважины, которые ранее были остановлены и считались нерентабельными.

Использование программы TAIL в норвежской компании Statoil приве-

ло к максимальному повышению отдачи морских месторождений в Северном море, находящихся на четвертой стадии освоения.

Погоня за «интеллектом»

Российские компании сегодня находятся в положении догоняющих в плане внедрения систем интеллектуального месторождения. Хотя ЛУКОЙЛ и «Газпром нефть» в последнее время все активнее занимаются оцифровкой своих месторождений.

Так, проект ЛУКОЙЛа по разработке месторождения Западная Курна-2 в Ираке является одним из самых сложных в мировой нефтегазовой промышленности с точки зрения используемых решений. Применяемые там технологии (в рамках концепции умного месторождения) позволяют автоматизировать процесс добычи, обеспечивают оптимальное управление всем месторождением и отдельными его объектами. С их помощью можно планировать разработку, подбирать оборудование, контролировать качество продукции, сводить в одно целое результаты всевозможных расчетов. Они помогают унифицировать алгоритмы и устранять разногласия между ними.

В свою очередь, «Газпром нефть» в течение двух лет занимается внедрением программы «Цифровое месторождение» на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос». В прошлом году компания осуществила первый этап этого проекта. Главная цель инноваций — увеличение экономического эффекта от разработки запасов. И, судя по отчетам компании, она настроена переходить к следующим этапам и продолжать повышать «интеллектуальный уровень» своих объектов.

Вместе с тем пока российские компании менее активно внедряют инновации, чем их зарубежные коллеги. Причин тому несколько. И одна из них, помимо высокой стоимости подобных новинок, заключается в том, что сложные иностранные технологии нуждаются в высококвалифицированных кадрах. Опытные специалисты должны не только адаптировать к российским реалиям то или иное зарубежное инновационное решение, но и обслуживать работающую систему. Объявленный же в России курс на замещение импорта вряд




АО ИФ «СИБНЕФТЕАВТОМАТИКА»



СЧЕТЧИКИ И РАСХОДОМЕРЫ

НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ПОВЕРОЧНЫЕ УСТАНОВКИ

WWW.SIBNA.RU

ли можно назвать успешным, особенно в сфере высоких технологий.

Однако тренд внедрения интеллектуальных месторождений получил в России развитие в результате сотрудничества компании «АСУ-проект» и международной корпорации SAP. Российское предприятие специализируется на создании и сопровождении корпоративных информационных систем для учета добычи нефти и газа. А зарубежный гигант является одним из мировых лидеров в сфере корпоративных приложений.

Одной из технологий, которая способна изменить положение дел в мировой нефтегазовой отрасли, стала концепция интеллектуального месторождения

Работа над совместным проектом продолжалась около трех лет. В результате в декабре 2016 года компании объявили о появлении первого российского продукта — SAP Upstream Field Activity Manager by OIS компании «АСУпроект» (UFAM). Его вполне можно назвать успешным. Об этом свидетельствует тот факт, что после продолжительных тестов и испытаний продукт был внесен в глобальный прайс-лист компании SAP. Кстати, в нем сегодня числится всего около 40 продуктов, созданных партнерами корпорации.

По словам заместителя генерального директора «АСУпроекта» Андрея Портяникова, для разработки

UFAM потребовался многолетний опыт профессионалов нефтегазодобывающей отрасли, дополненный передовыми технологиями SAP. Новое решение позволяет управлять добычными активами, создавать

Отход от классики

Рассчитывая оптимальный режим работы скважины, необходимо учитывать, как это может повлиять на функционирование соседних скважин. Составляя планы мероприятий для различных служб, их также надо согласовать между собой, чтобы сократить простой оборудования и не помешать действиям персонала.

Если на месторождении тысячи скважин, потребуется обрабатывать огромные объемы данных в реальном времени или с минимальной задержкой. Ведь информация о том, что надо было делать «вчера», интересна, но не слишком полезна. К тому же на любом производстве достаточно часто приходится корректировать планы под влиянием нештатных ситуаций или внешних воздействий. Однако «традиционным» средствам обработки данных не под силу справиться с большими массивами информации в режиме онлайн.

«В отличие от классических моделей, UFAM позволяет оперативно моделировать ситуации в зависимости от возникающих изменений на месторождении и точно прогнозировать результат», — подчеркивает А.Портяников.

Функционально SAP UFAM состоит из четырех блоков. Аналитический блок позволяет специалистам различных профилей (строителям, нефтяникам, ремонтникам и т.д.) совместно анализировать состояние дел на месторождении.

Плановый блок формируется на основе результатов анализа и учитывает приоритеты. Например, нужно добиться наибольшего объема добычи или максимальной прибыльности месторождения. Он автоматически определяет набор требуемых мероприятий и составляет расписание «шахматку», благодаря которому минимизируется простой скважин, техники и персонала.

С помощью моделирующего модуля, построенного на базе плана и модели месторождения, строятся прогнозы режимов функционирования оборудования.

Средства мониторинга отслеживают работу всех систем, сигнализируют об отклонении от расчетных параметров или, при наличии готовых сценариев, реагируют на происходящее автоматически.

Высокую скорость работы обеспечивает платформа SAP HANA. Она

может быть установлена в дата-центре нефтяной компании. Еще один вариант — воспользоваться облачной версией, развернутой в ЦОД корпорации SAP. HANA позволяет буквально за минуты выполнять моделирование различных сценариев и формировать отчеты, необходимые для принятия решений.

Так, в ходе бета-тестирования, осуществленного в одной из крупнейших европейских нефтяных компаний, анализ месторождения, состоявшего из 40 тыс. скважин, занял около часа. Специалисты, которые участвовали в этом испытании, отметили универсальность решения: оно позволяет из 18 применяемых систем оставить только четыре.

По оценкам экспертов, использование SAP UFAM может привести к 5%-му сокращению расходов на разработку месторождений и к 2%-му увеличению добычи. По предварительным расчетам, его внедрение окупится уже при сокращении недоборов на 1%.

На сегодняшний день на рынке России не так много решений, которые бы обеспечивали автоматизацию всего процесса нефтедобычи — от производственного планирования до экономического учета. Поэтому упомянутая разработка имеет очень большое значение для всей отрасли в целом. И, вероятно, она может стать вполне востребованной.

Впрочем, в компании SAP оптимистично полагают, что система UFAM сможет претендовать на место и на глобальном рынке, емкость которого оценивается примерно в 1 млрд евро.

В SAP уверены, что российским компаниям сегодня вполне по силам оставаться в тренде и не отстать в плане внедрения новейших технологий управления месторождениями от зарубежных конкурентов.

«Не могу сказать, что иностранные компании прошли этот путь и движутся существенно быстрее или медленнее, чем наши. Технологически, наверное, мы движемся по-разному, но в основных элементах системы примерно одинаково, — полагает директор департамента нефтегазовой промышленности компании SAP Сергей Полевой. — Здесь просто надо помнить, что затраты на внедрение концепции интеллектуального месторождения несоизмеримо ниже экономической выгоды, которую компания получает после ее внедрения». □

Драйвером создания умных месторождений стал принципиально новый подход к производству. Он выкристаллизовался в концепцию четвертой промышленной революции

комплексные интегрированные модели пласта, скважины, инфраструктуры, единые сетевые графики работ, а также финансово-экономические модели. Благодаря его использованию можно существенно повысить

Проект ЛУКОЙЛа по разработке месторождения Западная Курна-2 является одним из самых сложных в мировой нефтегазовой промышленности с точки зрения используемых решений

эффективность работы месторождений, а некоторым объектам, находящимся на поздней стадии эксплуатации, дать второй шанс.

Система получает информацию с датчиков, установленных на промышленном оборудовании, что дает воз-

Тренд внедрения интеллектуальных месторождений получил в России развитие в результате сотрудничества компании «АСУпроект» и международной корпорации SAP

можность моделировать в реальном времени технологические процессы добычи, подготовки, транспортировки, переработки и сбыта продукции, составлять планы мероприятий (например ремонтных), делать прогнозы относительно объемов добычи нефти и т.д.



Основное направление деятельности — производство блочно-модульного оборудования для технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти, нефтепродуктов, газа и газового конденсата:

- **Насосные станции различного назначения (НПС, БКНС, КНС и другие)**
- **Оборудование для подготовки и транспорта газа (газовых сред)**
- **Компрессорные газоразделительные станции**
- **Установки подготовки нефти и воды**
- **Измерительные установки (сепарационные и бессепарационные)**
- **Теплообменное оборудование**
- **Вспомогательные здания и сооружения**

АО «ГМС Нефтемаш» основано в 1965 году.

С 2005 года входит в состав машиностроительного холдинга АО «Группа ГМС».

Россия, 625003 г. Тюмень, ул. Военная 44
Тел.: +7 (3452) 791-930 Факс: +7 (3452) 432-239
E-mail: girs@hms-neftemash.ru; www.hms-neftemash.ru



www.hms-neftemash.ru

НЕФТЬ-СЕРВИС

СВОЕВРЕМЕННАЯ РЕАКЦИЯ НА ПОТРЕБНОСТИ ЗАКАЗЧИКОВ

На сегодняшний день «Нефть-Сервис» — одна из ведущих развивающихся компаний на нефтегазовом рынке России. В этом году компании исполняется 17 лет. На протяжении своего существования она является надежным поставщиком оборудования для крупнейших нефтегазовых предприятий России и СНГ, специализируется на разработке и производстве нефтепромыслового оборудования.

«Нефть-Сервис» находится в тройке ведущих игроков в подсегментах нефтесервисного рынка (производство ключей и спайдеров, телеметрическое оборудование) и обладает развитыми компетенциями для освоения новых ниш.

В ООО «Нефть-Сервис» приоритетной задачей является своевременная реакция на потребности заказчиков. На предприятии организован полный цикл производства: от конструкторских разработок и проектирования до изготовления, последующей транспортировки, монтажа и сервисного обслуживания готовой продукции. Наш опыт выполнения проектов самой разной сложности, потенциал и широкая география деятельности позволяют предложить клиентам оптимальный набор услуг и продукции на экономически выгодных условиях.

География деятельности ООО «Нефть-Сервис» охватывает всю страну и ближнее зарубежье. Помимо большого опыта работы на российском рынке, компания сотрудничает со странами СНГ, Ближнего Востока, Северной и Южной Америки.

С начала производства было изготовлено более 1000 комплектов ключей и спайдеров, более 900 перфораторов различных модификаций, реализовано более 200 комплектов нестандартного оборудования по ТЗ заказчиков.

Реализованы решения в части импортозамещения — разработаны электронные платы для зарубежных систем телеметрии, разработана и поставлена на испытания химическая машина для флота ГРП.

Мощная производственная база в гг. Челябинск, Миасс, Сургут дает возможность наращивать производственные темпы компании, укреплять и расширять сотрудничество с лидерами нефтегазового рынка.



Сервисный участок позволяет выполнять ремонт гидравлических ключей любой сложности. Производственные мощности обеспечивают одновременное проведение сборочных работ до 30 единиц оборудования или до 50 капитальных ремонтов оборудования в месяц.

Инженерный центр компании «Нефть-Сервис» включает в себя проектную группу, группу инженерного сопровождения и собственные производственные подразделения, которые обеспечивают осуществление полного цикла работ без привлечения сторонних организаций.



Гидравлические ключи «Гранит» К-4502, К-5681, К-5686

предназначены для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб (НКТ):

- с наружными диаметрами $\varnothing 60$ мм (2 3/8") — $\varnothing 114$ мм (4 1/2");
- с крутящими моментами на низкой передаче при давлении 17,24 МПа, Н+м-9043/17191/21454.



Гидрораскрепитель ГР-50 для быстрого и безопасного срыва «прикипевшей» резьбы труб.

Крутящий момент 50 кНм. Может работать как автономно (от ручного насоса), так и от гидростанции. Крутящий момент нарастает плавно, боковые усилия не прикладываются, следовательно, труба не гнется. Диаметр труб от $\varnothing 60$ мм.



Безроликовый гидравлический ключ К-4700 «Урал» (опорные плиты вместо роликов).

Неприхотлив в эксплуатации, снижено число точек смазки до 3 шт. Ключ становится значительно надежнее, быстрее и тише в работе.



Буровой гидравлический ключ «Русич»

Ключ подвесной гидравлический КМА-1625 предназначен для быстрого, безопасного, точного свинчивания и развинчивания обсадных труб с наружными диаметрами от 102 мм (4") до 340 мм (13-3/8"). Допускаемая нагрузка 50 Тс.



Буровой гидравлический ключ «Ермак»

Ключ подвесной гидравлический КМА-5500 с гидравлической задержкой предназначен для быстрого, безопасного, точного свинчивания и развинчивания бурильных труб с наружными диаметрами от 60 мм (2 3/8") до 140 мм (5 1/2").



Реверсивный ключ

- Повышение безопасности работ за счет минимизации рисков травмирования при смене направления спуско-подъемных операций.
- Увеличение скорости работ по ремонту скважин.

**Встремлении
к совершенству.**



НЕФТЬ - СЕРВИС

Адрес: 454007, г. Челябинск,
пр. Ленина, 26А/2

Oil-service.com

Тел.: +7 (351) 222-00-25
e-mail: info@oil-service.com

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОССТАНОВЛЕННЫХ (РЕГЕНЕРИРОВАННЫХ) ПРОППАНТОВ

В настоящее время одним из распространенных методов увеличения продуктивности скважин на нефтяных месторождениях является технология гидроразрыва пласта (ГРП). Более чем на половине эксплуатационных скважин с трещинами ГРП наблюдается вынос проппанта в ствол скважины, что существенно снижает ее продуктивность. При этом количество проппанта, поступающего обратно в ствол скважины вместе с потоком пластового флюида, особенно велико на этапах ее освоения и начальной эксплуатации.

Достаточно часто при проведении ГРП происходит недопродавка проппанта в продуктивный пласт, когда часть проппанта остается в скважине. Вымытый проппант вместе с добываемыми флюидами оседает на ее стенках, забивая технологическое оборудование, и зачастую является основной причиной преждевременного выхода из строя электроцентробежного насоса (ЭЦН) [1].

Отработанные проппанты (ОП) представляют собой многотонные нефтенасыщенные отходы, которые ввиду отсутствия универсальной технологии их регенерации или утилизации, как правило, просто вывозятся в специальные амбары [2]. Как отходы, ОП относят к 3 классу опасности, они, как правило, загрязнены нефтепродуктами и химическими

реагентами разной природы. Для повторного использования в качестве расклинивающего агента отработанный проппант не пригоден в силу отрицательного влияния на рабочую жидкость ГРП. В публикациях описаны две технологии его регенерации:

- Технология отмывки с последующим восстановлением полимерного покрытия — применительно к осмоленным проппантам (RCP) [3];
- Технология обжига отработанного проппанта — для керамических проппантов [4].

В связи с тем, что в результате проведения ГРП накапливается большое количество ОП, представляет интерес изучение влияния технологии регенерации на изменение свойств различных типов керамических проппантов, производимых в России:

алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых.

Для исследований были отобраны образцы алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых проппантов торговых марок BORPROP и FOREPROP, соответственно. Как видно из результатов тестирования по ГОСТ Р 51761-2013 (табл.1), основные свойства обоих типов проппантов, такие как прочность (сопротивление раздавливанию), содержание основной фракции, сферичность и округлость сопоставимы.

Имитация условий пластового давления выполнялась на установке для определения проводимости и проницаемости. Пробу проппанта помещали между пластинами из песчаника Огайо и сжимали при давлении 6000 psi, после чего ее делили на две части. Одну часть замачивали в нефти (на 1 сутки), далее извлекали из нефти, после чего без промывки какими-либо растворителями отправляли на прокаливание в течение четырех часов при температуре 800°C, чтобы обеспечить полное выгорание нефти, а затем определяли сопротивление раздавливанию при давлении 10000 psi (краш-тест). Стоит отметить, что выгорание нефти было возможно при минимальной температуре 800°C, при меньшей температуре нефть выгорала крайне медленно чающим образом. Для второй части пробы замачивание в нефти не производили, делали только прокаливание на 800°C, после чего проводили краш-тест.

Определение возможности повторного использования регенерированного проппанта оценивали по сопротивлению раздавливанию при

А.В. МОЖЖЕРИН

К.Т.Н.,

АО «Боровичский комбинат огнеупоров»

А.Ю. КОРЖАВИН

ООО «Торговый Дом БКО»

Табл.1 Свойства испытываемых проппантов по ГОСТ Р 51761-2013

Показатель	Значение показателей для проппантов	
	Алюмо-силикатный	Магнезиально-кварцевый
Насыпная плотность, г/см ³	1,75	1,51
Сопротивление раздавливанию, % разрушенных гранул при давлении 68,9 МПа (10 kpsi)	19,6	20,1
Содержание основной фракции, %	94,1	95,5
Ситовой анализ, остатки на ситах %:		
12	0,0	0,0
16	1,3	1,7
18	53,1	43,1
20	41,0	52,4
25	4,3	2,5
30	0,2	0,2
40	0,1	0,1
Поддон	0,0	0,0
Сферичность	0,8	0,8
Округлость	0,8	0,9

Табл.2 Изменение granulометрического состава проппантов при имитации условий эксплуатации

Granulометрический состав пробы, остаток на сите, %	Наименование типа проппанта									
	Алюмосиликатный					Магнезиально-кварцевый				
	Исходная проба	Проба после краш-теста 6000 psi после обжига при 800°C (без замачивания в нефти)	Изменение грансостава после обжига при 800°C	Проба после сжатия при 6000 psi с замачиванием в нефти после обжига при 800°C	Изменение грансостава после замачивания в нефти и обжига при 800°C	Исходная проба	Проба после краш-теста 6000 psi после обжига при 800°C (без замачивания в нефти)	Изменение грансостава после обжига при 800°C	Проба после сжатия при 6000 psi с замачиванием в нефти после обжига при 800°C	Изменение грансостава после замачивания в нефти и обжига при 800°C
16 меш	1,3	1,3	0	1,0	-0,3	1,7	1,6	-0,1	1,6	-0,1
18 меш	53,1	52,5	-0,6	49,6	-3,5	43,1	42,2	-0,9	37,0	-5,2
20 меш	41,0	38,4	-2,6	38,8	-2,2	52,4	45,7	-6,7	47,9	-4,5
25 меш	4,3	5,1	+0,8	6,1	+1,8	2,9	5,1	+2,2	5,4	+2,5
30 меш	0,2	0,9	+0,7	1,5	+1,3	0,2	1,8	+1,6	2,2	+2,0
40 меш	0,1	0,9	+0,8	1,7	+1,6	0,1	1,9	+1,8	2,9	+2,8
Поддон	0	0,8	+0,8	1,3	+1,3	0	1,8	+1,8	2,4	+2,4
Содержание фр.16/20	94,1	90,9	-3,2	88,4	-5,7	95,5	87,9	-7,6	84,9	-10,6

давлении 68,9 МПа (10000 psi) и granulометрическому составу после имитации условий эксплуатации. Критерий — соответствие требований ГОСТ Р 51761-2013. Для определения сопротивления раздавливанию при давлении 10000 psi из проб проппантов, подвергнутых кратковременному давлению 6000 psi с вымачиванием в нефти и последующим прокаливанием при температуре 800°C, предварительно была высеяна фракция 16/20.

Результаты испытаний представлены на графиках рис.1 и 2 и в табл.2, фото образцов проппантов (при увеличении 1,5 крата) на каждом этапе испытаний приведены в табл.3.

Результаты показывают, что в условиях эксплуатации проппант меняет свои свойства. При термическом воздействии с увеличением температуры выжигания нефти имеется тенденция ухудшения сопротивления раздавливанию, которая становится более явной при предварительном контакте проппанта с нефтью. Это указывает на деструктивное воздействие нефти, которая пропитывает проппант и при выжигании которой продукты термического разложения оказывают разрыхляющее воздействие на структуру проппанта.

Granulометрический состав изменяется в сторону увеличения количества более мелких гранул, при этом содержание основной фракции алюмосиликатного проппанта сни-

Рис.1 Диаграмма изменения сопротивления раздавливанию проппантов

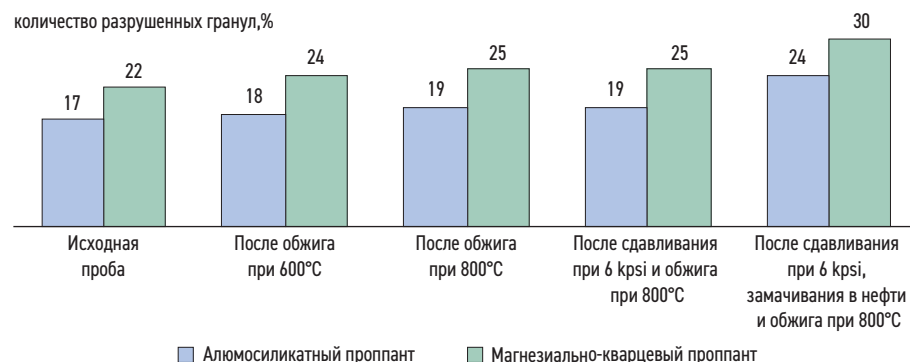
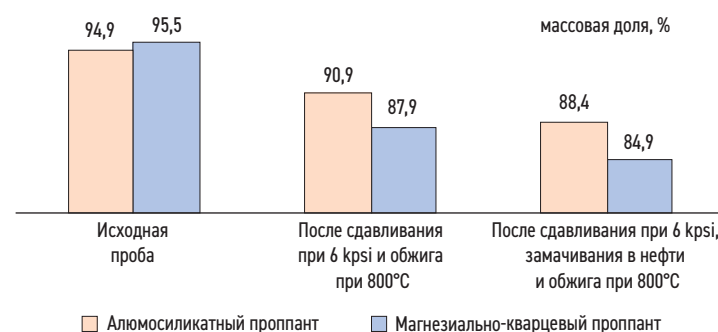


Рис.2 Диаграмма изменения содержания основной фракции проппантов



**Табл.3 Фото проб проппантов после проведения испытаний
(при увеличении 1,5 крат)**

Алюмосиликатный проппант



Исходная проба



Проба после сжатия при 6000 psi и после обжига при 800°C (без замачивания в нефти)



Проба после сжатия при 6000 psi, замачивания в нефти и после обжига при 800°C



Проба после краш-теста при давлении 10000 psi (проппант после сжатия при 6000 psi, замачивания в нефти и после обжига при 800°C)

Магнезиально-кварцевый проппант



Исходная проба



Проба после сжатия при 6000 psi и после обжига при 800°C (без замачивания в нефти)



Проба после сжатия при 6000 psi, замачивания в нефти и после обжига при 800°C



Проба после краш-теста при давлении 10000 psi (проппант после сжатия при 6000 psi, замачивания в нефти и после обжига при 800°C)

жается на 3–6%, а магнезиально-кварцевый — на 7–11% и не соответствует требованию «не менее 90%». При этом пропитка нефтью увеличивает показатель разрушения ориентировочно в два раза.

Дополнительно были проведены испытания проб алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых проппантов на долговременную проводимость/проницаемость при циклических нагрузках по режиму 6000 psi — 3000 psi — 6000 psi (15 циклов).

Для измерения остаточной проводимости проппантов при циклических нагрузках была использована методика, применяемая лабораторией Stim-Lab^[5]. Измерение проводимости производили по методике ISO 13503-5:2006 на установке, разработанной и изготовленной компанией Core Lab Instruments. Условия проведения измерений проводимости: пластины песчаника из штата Огайо, концентрация проппанта 2 фунта на квадратный фут, температура 121°C.

Пластины песчаника из штата Огайо помещали в каждую из двух ячеек в количестве четырех штук. Ячейки изготовлены из нержавеющей коррозионно-стойкой стали. Выравнивали насыпанный слой проппанта специальным уровнем и сверху накрывали второй пластиной песчаника. Слой проппантов подвергался одновременному воздействию давления и температуры с пропуском 2%-го раствора KCl. Начальное измерение проводимости проводили при 1000 psi и температуре 24°C, затем нагревали измерительные ячейки до 121°C и выводили на давление 2000 psi. Для прослеживания динамики изменения проводимости слоя проппантов проводили измерения при давлениях 1000, 2000, 4000, 6000 psi, затем в условиях циклической нагрузки 6000 psi — 3000 psi — 6000 psi (15 циклов).

Значения долговременной проводимости/проницаемости приведены в графиках на рис. 2, 3.

По окончании проведения испытания на установке проводимости/проницаемости, ячейки с проппантами были разобраны, а в процессе разборки сделаны фото процесса разборки, проппантов при увеличении 1,5 крат на пластинах песчаника и проппантов после сушки при температуре 50°C в сушильном шкафу. Фото приведены в табл.4.

На высушенном в сушильном шкафу при 50°C проппанте был произве-

ден рассев гранул до и после испытаний на долговременную проводимость/проницаемость для оценки количества разрушенных гранул после циклического воздействия высокого давления и температур (табл.5). После проведения испытаний на проводимость/проницаемость отмечено значительно большее разрушение гранул на магнезиально-кварцевых проппантах с перераспределением гранулометрического состава в сторону мелких фракций, чем на алюмосиликатных проппантах.

По результатам проведенных испытаний установлено:

- воздействие на проппанты смоделированных в лабораторном масштабе условий их эксплуатации и регенерации (кратковременного сжатия при давлении 6000 psi, взаимодействия с углеводородами (нефть) и обжига при температуре 800°C) приводит к разрушению и разупрочнению гранул;
- показатель сопротивления раздавливанию при давлении 10000 psi после имитации условий эксплуатации в лабораторных условиях имеет тенденцию к уменьшению;
- наибольшее уменьшение показателя сопротивления раздавливанию (снижение прочности) отмечено на пробах проппантов, подвергнутых предварительному сжатию и пропитанных нефтью;
- уменьшение прочности проппантов связано с термическим воздействием для очистки проппантов от нефти, во время которого происходит разупрочнение гранул в ре-

Табл.4 Внешний вид проппантов после испытания на циклические нагрузки

Алюмосиликатный проппант

Магнезиально-кварцевый проппант

Фото проппантов (после испытания) при увеличении 1,5 крат на пластине песчаника



Внешний вид разрушенных проб (после испытания) проппантов при увеличении 1,0 крат



зультате объемных преобразований входящих в структуру проппанта фаз, особенно кварца SiO_2 ;

• пропитка нефтью оказывает деструктивное воздействие на струк-

туру проппанта, уменьшая сопротивление раздавливанию после обжига;

• для магнезиально-кварцевых проппантов отмечено значительно большее уменьшение прочности в

Рис.3 Проводимость проппантов фр. 16/20 магнезиально-кварцевого состава (FOREPROP) и алюмосиликатного состава (BORPROP) в зависимости от приложенного давления

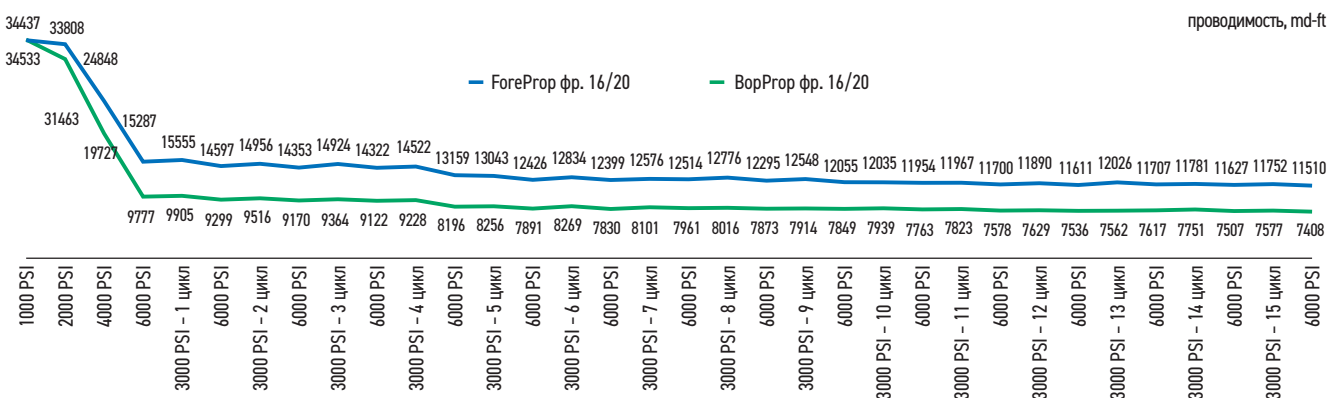


Рис.4 Проницаемость проппантов фр. 16/20 магнезиально-кварцевого состава (FOREPROP) и алюмосиликатного состава (BORPROP) в зависимости от приложенного давления

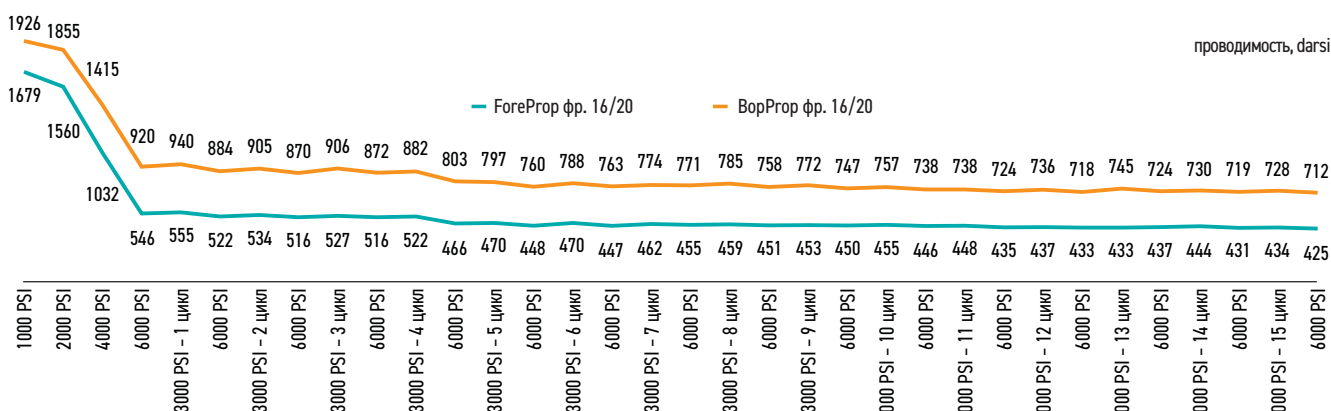


Табл.5 Грансоставы проппантов до и после испытаний на долговременную проводимость/проницаемость

Проба	Гранулометрический состав, % по ситам							Содержание осн. фракции, %
	16	18	20	25	30	40	под	
FOREPROP								
До	1,7	43,1	52,4	2,9	0,2	0,1	0	95,5
После	1,0	26,7	35,2	8,8	5,7	10,2	12,4	61,9
Δ	-0,7	-16,4	-17,2	+5,9	+5,5	+10,1	+12,4	-33,6
BORPROP								
До	1,3	53,1	41,0	4,3	0,2	0,1	0	94,1
После	1,1	47,3	30,8	5,7	3,1	5,4	6,6	78,1
Δ	-0,2	-5,8	-10,2	+1,4	+2,9	+5,3	+6,6	-16,0

сравнении с прочностью алюмосиликатных проппантов (до 36,0% (отн.), соответственно, с 22 до 30%);

- при рассмотрении гранул алюмосиликатного и магнезиально-кварцевых составов после имитации условий эксплуатации под стереомикроскопом при увеличении 1,5 крата отчетливо видны гранулы с трещинами, оскольчатые и половинчатые зерна проппантов, причем для алюмосиликатных проппантов характерно разрушение гранулы на две половины, а гранулы магнезиально-кварцевых проппантов разрушаются на множество мелких осколков, что и объясняет разницу в проводимости практически в 1,5 раза;

- в гранулометрическом составе проб, подвергнутых кратковременному давлению 6000 psi, пропитанных нефтью (и без пропитки) и обожженных при температуре 800°C отмечено разрушение гранул и перераспределение зернового состава проппантов в сторону мелких фракций (с увеличением остатка на ситах 25, 30, 40 меш).
- наибольшее разрушение гранул, подвергнутых кратковременному давлению 6000 psi, пропитанных нефтью (и без пропитки) и термообработанных при температуре 800°C, отмечено для магнезиально-кварцевых проппантов, что подтверждается результатами определения гранулометрического состава;

- моделирование условий эксплуатации показало серьезный недостаток магнезиально-кварцевых проппантов — обвальное разрушение гранул, обусловленное фазовым составом и сопряжением фаз в структуре проппанта, а именно: содержание стеклофазы кварца, количество которого до 70% под воздействием пластовых давлений приводит к хрупкому разрушению на оскольчатые, несферичные образования и снижению показателей проводимости и проницаемости пачки проппанта на 5–60% по сравнению с алюмосиликатными.

Заключение

Регенерированные (восстановленные после эксплуатации проппанты) утрачивают свои первоначальные свойства. Использование восстановленных алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых проппантов приводит к неконтролируемой потере проводимости и проницаемости проппантной пачки, что особенно видно при использовании магнезиально-кварцевых проппантов. АО «БКО» не рекомендует использовать восстановленные после эксплуатации проппанты. □

ЛИТЕРАТУРА

1. Константинов С.В., Гусев В.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело, 1985. – 60 с.
2. Фердман, В.М. Комплексная технология утилизации нефтешламов и ликвидация нефтешламовых амбаров в промысловых условиях: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 03.00.16. – Уфа, 2002. – 24 с.
3. Патент РФ №2353642. Способ утилизации нефтезагрязненного проппанта. Рядинский В.Ю., Антропов А.А. // Бюл. № 12. – 2009.
4. Патент РФ №2487911. Способ регенерации нефтехимически загрязненного проппанта. Барышников А.В., Сурков А.В., Елфимов В.С., Мурахтанов Д.В. // Бюл. №20. – 2013.
5. Отчет лаборатории Stim-Lab SL 7944, май 2008.

Проходка в бурении, июнь 2017 года (тыс. м)

Компания (предприятие)	Разведочное бурение		Эксплуатационное бурение		
	С начала 2017 г., фактическая проходка	Июнь	С начала 2017 г.		Июнь, фактическая проходка
			Фактическая проходка	Горизонтальное бурение	
Нефтяные компании					
ЛУКОЙЛ	101.6	17.7	1423.3	469.4	244.6
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	64.6	12.5	1005.4	342.3	148.8
Волгодеминойл	4.2	0.0			
ЛУКОЙЛ-АИК			43.5	0.0	10.5
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	6.5	0.0			
ЛУКОЙЛ-Коми	4.6	2.9	136.0	22.6	33.7
ЛУКОЙЛ-Нижневолжнефть	3.9	0.0	9.5	9.5	1.6
ЛУКОЙЛ-Пермь	4.9	0.7	141.4	59.5	32.3
ПермТОТИнефть			6.1	0.0	0.0
РИТЭК	11.0	1.6	81.4	35.4	17.8
УралОйл	1.9	0.0			
Роснефть	155.2	36.7	5219.7	1924.9	1012.6
Бугурусланнефть	4.3	2.2	21.4	0.0	2.5
Ванкорнефть			85.8	74.2	19.0
Варьеганнефтегаз	0.7	0.7	186.5	135.0	29.5
Востсибнефтегаз			38.0	35.3	7.4
ВЧНГ	9.3	1.1	97.8	96.6	11.5
Грознефтегаз	3.7	0.1			
Дагнефтегаз	1.6	0.2	0.0		0.0
КЧНГ	6.1	0.0	1.1	0.0	0.3
НК Конданефть	8.6	0.1	193.3	62.5	40.4
Оренбургнефть	37.0	7.3	130.8	11.9	18.8
РН-Краснодарнефтегаз	2.4	0.5	6.5	0.0	0.7
РН-Няганьнефтегаз	2.6	2.4	245.9	142.2	55.6
РН-Пурнефтегаз	3.0	0.0	213.3	110.2	38.8
РН-Сахалинморнефтегаз	1.8	0.0	0.0		0.0
РН-Северная нефть	1.5	0.3	50.3	29.9	6.7
РН-Ставропольнефтегаз	4.1	0.8	16.4	0.0	3.6
РН-Уватнефтегаз	25.9	5.5	153.8	71.1	35.5
РН-Юганскнефтегаз	9.4	7.4	2776.4	440.4	550.2
Роспан Интернешнл			115.0	26.7	19.5
Самаранефтегаз	11.6	2.4	149.7	0.0	31.7
Самотлорнефтегаз	9.0	1.2	419.7	414.4	73.4
Сузун			69.9	65.8	10.4
Таас-Юрах Нефтегаздобыча	2.9	1.1	96.3	94.9	14.4
Тагульское	5.9	2.4	28.1	28.1	11.7
Тюменнефтегаз			82.9	67.8	20.2
Удмуртнефть	3.8	1.0	40.7	17.7	10.8
Газпром нефть	15.7	0.6	1148.6	828.8	216.3
Газпром нефть шельф			13.3	0.0	1.0
Газпромнефть-Ангара	3.4	0.0			
Газпромнефть-Восток	3.9	0.3	78.0	12.9	22.3
Газпромнефть-ННГ	3.1	0.0	212.8	200.2	23.7
Газпромнефть-Оренбург			114.9	85.4	21.5
Газпромнефть-Хантос	2.7	0.3	577.8	386.3	114.0
Газпромнефть-Ямал	2.6	0.0	118.4	117.6	20.6
Заполярье			33.5	26.5	13.2
Сургутнефтегаз	102.2	14.4	2245.7	218.7	422.4
Сургутнефтегаз (УФО)	74.8	10.3	2116.6	171.3	398.4
Сургутнефтегаз (Якутия)	27.4	4.1	129.2	47.3	24.0
Татнефть им. В.Д.Шашина	10.0	1.6	478.7	101.2	71.5
Абдулинскнефтегаз			23.3	0.0	5.8
Татнефть им. В.Д.Шашина	7.4	0.9	455.1	101.2	65.7
Татнефть-Самара	0.7	0.7			
Татнефть-Северный	1.9	0.1	0.3	0.0	0.0
Башнефть	25.3	7.8	191.7	150.4	35.5
Башнефть-Добыча	15.1	4.1	79.0	74.5	15.9
Башнефть-Полюс	4.6	2.3	54.4	35.5	7.7
Соровскнефть (Бурнефтегаз)	5.7	1.4	58.3	40.5	11.9
Славнефть	5.5	0.9	625.8	440.3	126.4
Обьнефтегеология			50.4	23.3	3.9
ОНГГ			60.9	39.2	6.5
Славнефть			82.3	66.9	15.8

Компания (предприятие)	Разведочное бурение		Эксплуатационное бурение		
	С начала 2017 г., фактическая проходка	Июнь	С начала 2017 г.		Июнь, фактическая проходка
			Фактическая проходка	Горизонтальное бурение	
Славнефть-Красноярскнефтегаз	4.6	0.0	26.5	23.1	6.7
Славнефть-Мегионнефтегаз	0.9	0.9	311.0	224.9	81.3
Славнефть-Мегионнефтегазгеология			5.4	3.1	0.0
Славнефть-Нижневартовск			89.3	59.8	12.2
РуссНефть			269.5	216.4	65.2
РуссНефть			269.5	216.4	65.2
ННК	5.5	0.0	35.4	0.0	9.0
Колвинское			3.6	0.0	3.2
ННК-ВТК			0.2	0.0	0.0
ННК-Саратовнефтегаздобыча	3.0	0.0			
СН-Газдобыча	2.5	0.0			
Татнефтеотдача			31.7	0.0	5.8
Нефтяные компании, итого	420.9	79.6	11638.4	4350.0	2203.5
Газпром	7.5	0.0	57.6	0.0	0.0
НОВАТЭК	3.3	1.2	18.8	18.8	2.4
НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз	3.3	1.2	18.8	18.8	2.4
Прочие производители					
Зарубежнефть	2.4	0.0	25.2	0.0	5.9
РУСВЬЕПЕТРО	2.4	0.0	25.2	0.0	5.9
НК Нефтиса	13.6	0.8	121.8	33.1	17.2
Белкамнефть	3.4	0.0	8.5	2.4	0.6
ЕНЭС			2.9	0.0	0.0
КанБайкал Резорсез Инк.			64.3	5.0	12.7
Комнедра (УПК Недра)			9.2	6.4	0.4
Окуновское			5.7	0.0	0.0
Регион-й нефтяной консорциум	2.4	0.0			
Самараинвестнефть	0.8	0.8		1.0	
СИБИНТЭК	7.0	0.0	14.9	14.9	2.1
Удмуртская нефтяная компания			3.4	0.0	1.5
Юрскнефть			12.9	3.4	0.0
Геотрансгаз			2.9	0.0	0.0
Мессояханефтегаз	8.7	4.9	138.0	129.8	47.5
Нефтетрейд-Удмуртия	0.4	0.0			
Оренбургнефтеотдача			2.4	2.2	0.0
РН Ингушнефть	0.1	0.0			
Салым Петролеум Дев. Н.В.	2.9	0.0	154.7	66.8	29.1
Сибнефтегаз	7.1	0.2	5.2	5.2	1.6
Томскнефть ВНК	12.6	2.4	230.8	95.9	60.9
Ульяновскнефтегаз			1.0	0.0	0.8
Ямал СПГ			50.9	70.3	9.1
В том числе независимые производители:	42.8	10.4	347.2	221.4	62.9
Алойл	2.8	1.7	5.8	0.0	0.0
Альянснефтегаз	6.0	0.0	1.0	1.0	0.0
ВЕЛЛойл			4.3	0.0	0.0
Геология			2.0	0.0	0.0
ИНК	32.7	8.4	259.3	213.5	48.6
Кара-Алтын			10.0	0.0	1.2
Карбон			0.2	0.0	0.0
Карбон-Ойл			3.0	0.0	1.0
Каюм Нефть	0.8	0.2	2.4	0.0	2.4
Кондурчанефть			6.8	0.0	1.8
Косьюнефть			2.1	0.0	0.0
Недра-К			0.6	0.0	0.6
НК-Геология	0.3	0.0	3.2	0.0	1.6
Норд Империял			4.7	0.0	0.0
Охтин-Ойл			1.7	0.0	0.0
Селенгушнефть			1.4	0.0	0.0
TATEX			8.7	2.5	1.6
Татнефтепром			1.5	0.0	0.0
Татнефтепром-Эюзеенефть			4.4	0.0	0.0
ТНГК-Развитие			1.5	1.5	0.0
ТНС-Развитие			3.2	1.9	0.0
Шешмаойл			19.4	1.1	3.9
Прочие производители, итого	90.5	18.6	1080.2	624.7	235.0
Операторы СРП					
Эксон НЛ (Сахалин-1)			51.3	45.4	7.6
Операторы СРП, итого			51.3	45.4	7.6
Всего	522.2	99.5	12846.5	5039.0	2448.5



БИЗНЕС БЕЗ ГРАНИЦ

CESSNA CITATION LONGITUDE



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ



CITATION M2
Дальность: 2871 km
Пассажиры: 7



CITATION CJ3+
Дальность: 3778 km
Пассажиры: 9



CITATION CJ4
Дальность: 4010 km
Пассажиры: 10



CITATION XLS+
Дальность: 3889 km
Пассажиры: 9



CITATION LATITUDE
Дальность: 5000 km
Пассажиры: 9



CITATION SOVEREIGN+
Дальность: 5926 km
Пассажиры: 12



CITATION X+
Дальность: 6408 km
Пассажиры: 12



CITATION LONGITUDE
Дальность: 6482 km
Пассажиры: 12



CITATION HEMISPHERE
Дальность: 8330 km
Пассажиры: 12

+7 985 786 29 33 – Елена Малова
+7 968 759 45 24 – Денис Клепов

cessna@eastunion.ru
www.eastunion-fleet.ru



МГНОВЕНИЕ ПРЕКРАСНОГО. GENESIS G80



Кредит

6,9%*

Полноприводные седаны

GENESIS.COM



GENESIS

*Первоначальный взнос – от 30% от стоимости, ставка по кредиту в рублях – 6,9% при сроке 36 мес., сумма кредита – от 100 000 руб. до 5 000 000 руб. Обязательно наличие страхового полиса КАСКО на весь срок кредита в страховых компаниях, соответствующих требованиям банка. Решение о выдаче кредита принимается банком индивидуально. Программа действует для физических лиц на покупку GENESIS G80 (Дженезис Джи80), GENESIS G90 (Дженезис Джи90) или GENESIS G90L (Дженезис Джи90Эль) с 01.08.2017 по 31.12.2017. Подробная информация – в официальных дилерских центрах GENESIS (Дженезис). Услуги предоставляются ООО «Русфинанс Банк» (генеральная лицензия ЦБ РФ № 1792 от 13.02.2013). Не является офертой.

Дженезис Джи80. Реклама.