



25 лет содействуем развитию
нефтегазовой индустрии

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ
www.mioge.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Самая масштабная в России
международная выставка
нефтегазового оборудования и
технологий

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



Данные Свидетельства аудиторской
проверки выставки MIOGE 2015



13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

в рамках выставки

27–29 июня 2017
МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

www.oilgascongress.ru

Организатор
Группа компаний ITE



НЕФТЬ РОССИИ № 10 2016

Нефть россии

Октябрь 2016

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

www.neftrossii.ru

Российская труба – гарант
энергобезопасности ЕС

Себестоимость нефти:
где истина?

«Окно возможностей»
для новых проектов

Налог как стимул

Без смазки невозможно
движение

**«Заморозка» добычи:
ждать ли эффекта?**

Ностальгия по картелю

Если механизмы функционирования нефтяного рынка остаются тайной за семью печатями, то заморозка добычи не приведёт к желаемым результатам

Валерий АНДРИАНОВ

Глобальный нефтяной рынок в последние десятилетия становился всё более конкурентным и свободным, приближающимся к идеалам либеральной модели. После краха приснопамятных «семи сестёр», монополизировавших в своё время нефтяную торговлю, на данный рынок вышли новые производители. Создание ОПЕК вроде бы вновь возродило «призрак картеля», но теперь и он уходит в прошлое – «сланцевая революция» в США и активное наращивание добычи в других регионах привели к тому, что гегемония ОПЕК сильно пошатнулась. Что же дал мировой нефтяной промышленности этот «рывок к свободе»? Привёл ли он к долгожданной балансировке спроса и предложения, к установлению если не стабильных, то хотя бы прогнозируемых цен? Отнюдь. Наоборот, сегодня нефтяные котировки совершают непредсказуемые кульбиты, вынуждая ностальгировать по временам картелей, когда всё было просто и ясно. Однако возможен ли такой возврат в прошлое?

Попытки возродить если не картель, то его слабое подобие, уже не раз предпринимались в нынешнем году. По инициативе дошедшей до ручки Венесуэлы нефтяные державы начали переговоры о возможной заморозке производства «чёрного золота». Одну из ведущих ролей в этом процессе играет Россия.

Как отмечает наш автор Константин Сергеев, стратегический характер возможного сотрудничества Москвы и Эр-Рияда на рынке нефти не вызывает сомнения. Но остаётся открытым вопрос о том, насколько оно выдержит проверку временем и какими окажутся реальные уровни сокращения или заморозки производства. Пока что и Россия, и Саудовская Аравия, наоборот, наращивают свою добычу. Похоже, такая ситуация их устраивает. Ибо один только намёк на «заморозку» удерживает мировые цены вблизи заветной отметки 50 долл./барр. (подробнее см. статью «*Все ли могут короли?*»).

Даже если допустить, что России и Саудовской Аравии всё же удастся договориться о сдерживании добычи, не факт, что это приведёт к адекватному изменению нефтяных котировок. Как напоминает наш автор В. Поминов, принято считать, что так или иначе, но мировая цена нефти должна определяться взаимодействием спроса и предложения на глобальном рынке. Но пока что не находится математически выверенных объяснений, как и где именно пресловутые спрос и предложение вступают во взаимодействие между собой и каким именно образом оно влияет на саму цену. Так, в начале нынешнего года, в то время как ведущие нефтедобывающие страны нарастили производство «чёрного золота» до исторического максимума, котировки марки WTI с 26 долларов за баррель (минимум за последние 12 лет) к 26 февраля 2016 года подскочили до 51 доллара к 9 июня. А затем они оставались в диапазоне от 40 до 50 долларов вплоть до конца сентября. То есть рост добычи сопровождался ростом цены (см. статью «*Заморозка вслепую*»).

О том, что взаимосвязь между объёмами добычи и ценами далеко не очевидна, заявляют и многие другие эксперты. Возможно, дело здесь в том, что данные ведущих аналитических агентств о себестоимости добычи сырья сильно искажены. Так, согласно

исследованиям норвежской компании Rystad Energy, большинство добывающих компаний Великобритании, Бразилии и Канады должны были находиться за гранью выживаемости уже при ценах в диапазоне 37–38 долл./барр. А к началу 2016 г., когда котировки просели до 26–27 долл./барр., в зону риска должны были попасть уже более половины ведущих производителей, что привело бы к полному финансовому и кредитному апокалипсису. Но ничего подобного не произошло. Запас прочности отрасли оказался гораздо большим, чем этого можно было ожидать, исходя из оценок себестоимости добычи (подробнее см. статью «*Почём баррель не для народа?*»).

Иными словами, нефтяной рынок находится в состоянии крайней неопределённости. А если не существует основы для чёткого прогнозирования и планирования, то какой тогда смысл возродить картель в той или иной форме?

К тому же, чтобы присоединиться к подобному картелю, России надо как минимум изменить форму собственности в нефтяной промышленности. Ведь, как известно, практически во всех странах-членах ОПЕК она находится в руках государства, которое выступает как её единый хозяин. Какие рыночные меры можно предложить, чтобы заставить или убедить формально независимые акционерные структуры страны пойти на ограничение или снижение своей добычи?

Безусловно, роль государства в отечественной «нефтянке» неуклонно растёт. Очередное свидетельство того – приобретение частной «Башнефти» государственной «Роснефтью» на фоне отсрочки приватизации самой «Роснефти». Нельзя однозначно утверждать, что это негативный процесс. Как отмечает директор компании «Независимая финансовая экспертиза» Александр Колосков, кажущееся на первый взгляд очевидным утверждение об эффективности негосударственного собственника верно не во всех случаях. Российская практика по данному вопросу не соответствует теории. Проведённое исследование продемонстрировало, что по комплексному показателю, отражающему надёжность и прибыльность игроков нефтяного рынка, госкомпания в последнее время улучшают свои позиции, а некоторые «частники», наоборот, катятся вниз (см. статью «*Надёжность versus прибыль*»). Но в любом случае, прежде чем присоединяться к тому или иному картелю, надо окончательно решить вопрос о собственности нефтяных активов внутри страны.

Итак, если надежд на картель мало, то что же делать? Как отмечают наши авторы из Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, необходимо в целом снижать зависимость бюджетных поступлений России от котировок «чёрного золота». Поэтому одним из направлений реформирования фискальной политики должно стать исключение мировых цен на нефть и курса доллара из алгоритма расчёта НДПИ (см. «*Пока не закрылось “окно возможностей”*»).

Иначе говоря, если объёмы поступлений в казну перестанут столь болезненно зависеть от малейших колебаний нефтяных цен, то исчезнет и «ностальгия по картелю». Конечно, без «углеводородных костылей» бюджету будет нелегко. Но пора всё же начинать ходить самостоятельно, а не ковылять, спотыкаясь на каждой яме кривой нефтяных котировок.



16+

Журнал «Нефть России»

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

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ**Редакционный совет**

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН

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

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

Генадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН
Президент Союза производителей нефтегазового
оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК
Д. э. н., профессор

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

Владимир ТЕТЕЛЬМИН
Д. т. н., академик РАН, заместитель председателя
Центрального совета Всероссийского общества
охраны природы

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работала:
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

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

Сайт: www.neftrossii.ru

Отпечатано в типографии
ООО «Типография ТалерПринт»

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

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 31.10.2016
Цена свободная

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

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

Обложка – © ОАО «Газпром нефть». Отгрузка сырья
с Новопортовского месторождения морем через
Мыс Каменный (ЯНАО). 2015 г.

**NOTA BENE****В. АНДРИАНОВ****Ностальгия по картелю**

Если механизмы функционирования нефтяного рынка
остаются тайной за семью печатями, то заморозка добы-
чи не приведёт к желаемым результатам

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ**Андрей КОНОПЛЯНИК,**

доктор экономических наук, профессор кафедры
«Международный нефтегазовый бизнес»

РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, советник
генерального директора ООО «Газпром экспорт»;
Наталья ТРОШИНА,

инженер отдела исследования энергетического
комплекса мира и России ИНЭИ РАН;
Юлия ПОПОВА,
экономист 2 категории ООО «НИИгазэкономика»

Двадцать лет топтания на месте

Преимущества Закона «О СРП», принятого 20 лет назад,
так и не были востребованы в России

4

**Алексей ГРИВАЧ,**

заместитель директора Фонда национальной
энергетической безопасности

**Российская труба – гарант
энергобезопасности ЕС**

На фоне падающей газодобычи в Европе и высокой
загруженности уже имеющейся транспортной инфра-
структуры открываются возможности для наращивания
импорта газа из РФ

12

**Константин СЕРГЕЕВ****Почём баррель не для народа?**

Несмотря на стремительное снижение издержек добычи,
практически все ведущие производители нефти балан-
сируют ныне на грани безубыточности

16

«Газпром нефть»



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»



Константин СЕРГЕЕВ

Всё ли могут короли?

Насколько прочным способен оказаться «нефтяной альянс» между Москвой и Эр-Риядом?

21

Александр КОЛОСКОВ,
директор Автономной некоммерческой организации
«Независимая финансовая экспертиза»

Надёжность versus прибыль

Объективный анализ финансовой отчётности нефтегазовых компаний позволяет сделать вывод об их экономической устойчивости и привлекательности для инвесторов

27

Валентин ПОМИНОВ,
кандидат экономических наук, председатель
Межотраслевой группы экспертов при Торгово-
промышленной палате РФ

Заморозка вслепую?

Пока не выяснен подлинный механизм формирования мировых цен на нефть, ожидаемые меры по ограничению её добычи не приведут к желаемым результатам

34

СТРАХОВАНИЕ**Спокойствие –
недорогое удовольствие**

Страховые программы компании «Капитал Страхование» гарантируют клиенту полное возмещение ущерба при минимальных тарифах. Интервью с директором департамента индивидуального страхования Марьяной ПРОТАСОВОЙ

40

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КППМГ

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель практики
по работе с компаниями нефтегазовой отрасли
КППМГ в России и СНГ

**Коли взято давно, так и забыто
оно...**

Новый закон о репатриации денежных средств может нанести ущерб проектам российских нефтегазовых компаний за рубежом

42

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Леонтий ЭДЕР,
доктор экономических наук, профессор;
Ирина ФИЛИМОНОВА,
доктор экономических наук, профессор
(Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН)

**Пока не закрылось
«окно возможностей»**

На фоне низких нефтяных цен действующая фискальная система поощряет освоение новых ресурсов, но, если не провести налоговой реформы, ситуация скоро изменится

44

ПРАВО

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

Налог как стимул

Помимо выполнения чисто фискальных функций наполнения госбюджета, налоговая система в НГК должна служить важнейшим регулирующим и стимулирующим механизмом

50

ДЕЛА КОМПАНИЙ**Павел БОГОМОЛОВ****Без чего немислимо движение**

ООО «ЛЛК-Интернешнл» расширяет производство современных смазочных материалов и выводит на рынок новые премиальные марки

56

**БЫЛОЕ**

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Вехи славного нефтяного пути

Исполнилось 150 лет нефтяной промышленности России

59

Двадцать лет топтания на месте

Преимущества Закона «О СРП», принятого 20 лет назад, так и не были востребованы в России

Андрей КОНОПЛЯНИК,
доктор экономических наук, профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина,
советник генерального директора ООО «Газпром экспорт»;
Наталья ТРОШИНА,
инженер отдела исследования энергетического комплекса мира и России ИНЭИ РАН;
Юлия ПОПОВА,
экономист 2 категории ООО «НИИгазэкономика»

В первой части данной статьи была дана краткая характеристика основных и наиболее широко распространённых в мире типов производственных соглашений между инвестором-недропользователем и принимающей страной. В 1990 годах в России предприняли попытку создать конкуренцию между инвестиционными режимами недропользования. Это давало бы возможность компаниям выбирать наиболее эффективный инвестрежим пользования недрами в рамках законодательно обусловленной их матрицы.

Однако полномасштабной реализации данной концепции не случилось. Вектор благих намерений и суровая практика разошлись. Свидетельством тому стал процесс «убийства СРП». При этом сошлись во едино интересы двух «групп влияния», доминировавших тогда в системе принятия решений в нефтяной отрасли. С одной стороны, крупного российского нефтяного частного бизнеса, ещё недавно выступавшего за СРП. С другой стороны, фискальных ведомств, а за ними и тогдашнего Минэкономразвития и торговли.

Вместо «инвестиционного меню» недропользователям был предложен унифицированный налоговый режим. Однако он не создаёт возможностей для нахождения оптимального распределения ресурсной ренты между государством-собственником недр и инвестором-недропользователем в рамках проектов с различными природно-климатическими и горно-геологическими условиями. Напротив, он предопределяет борьбу за предоставление индивидуальных налоговых и иных льгот, которые только и могут сделать разработку месторождений рентабельной. Хорошей иллюстрацией преимуществ СРП по сравнению с лицензионным режимом является сопоставление двух идентичных или близких по своим природно-климатическим характеристикам реальных проектов. Даже при узкой линейке выбора проектов СРП в России удалось подобрать такую пару – проект СРП «Сахалин-2» (первая фаза) и проект «Приразломное». Результаты сравнения разительные. Увы, не в пользу лицензионной системы.

Долгий путь к «Сахалину-2»

Переговоры по проекту «Сахалин-2» начались в 1988 г. между Миннефтепромом СССР и компанией McDermott (США). Их целью стала разработка Пильтун-Астохского нефтяного месторождения, содержащего небольшие запасы попутного газа, и Лунского нефтегазоконденсатного. Совокупные извлекаемые

запасы данных объектов оцениваются в 176 млн т жидких углеводородов, а также в 600 млрд м³ газа.

В 1991 г. был объявлен международный конкурс на разработку технико-экономического обоснования (ТЭО) освоения лицензионных участков. Победителем стал «консорциум МММ» компаний Marathon (США), McDermott (США) и

Mitsui (Япония). К ним в 1992 г. присоединились англо-голландская Royal Dutch Shell и японская Mitsubishi. Таким образом, консорциум превратился в «ММММШ» или «4МШ» (см. рис. 4). Подробная история соперничества иностранных фирм за участки сахалинского шельфа описана, например, в [31-36].

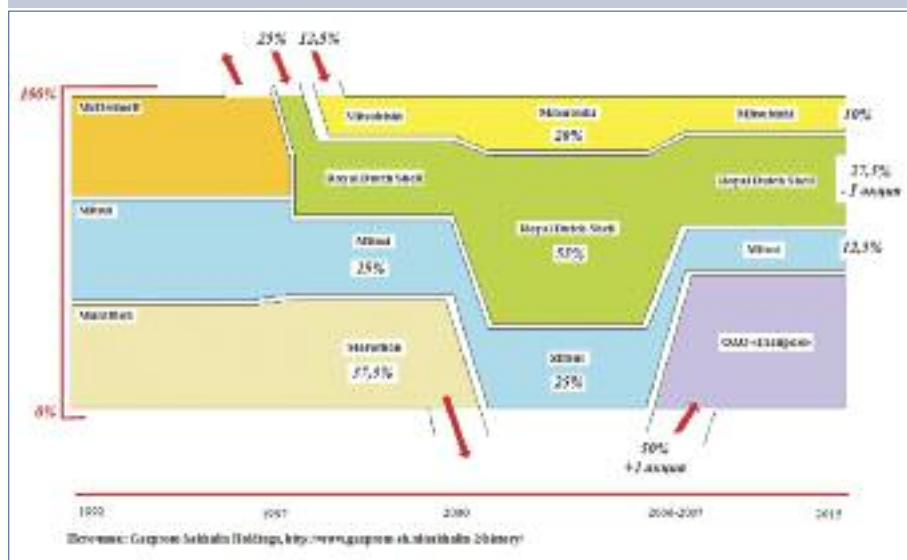
В 1992 г. РФ и консорциум подписали соглашение о подготовке ТЭО освоения лицензионных участков проекта «Сахалин-2», которое было утверждено в марте 1993 г. российским правительством. В апреле 1994-го основана так называемая «компания специального назначения» – Sakhalin Energy Investment Company (акционеры: Marathon – 30%, McDermott, Mitsui и Shell – по 20%, Mitsubishi – 10%). В июне 1994 г. между ней и российской стороной было подписано Соглашение о разделе продукции. Оно стало первым СРП, реализованным в нашей стране.

Но соглашение по «Сахалину-2» было подписано до вступления в силу Закона «О СРП» (последнее произошло в 1996 г.). Поэтому оно содержало соответствующую отлагательную оговорку, причём положения СРП по этому и двум другим проектам, подписанным до принятия закона, были защищены его специальной статьёй 2.7 (так называемой «дедушкиной», или «стабилизационной оговоркой» – grandfather's clause). В соответствии с ней положения СРП по проекту доминируют над положениями закона в случае разночтений между ними (своего рода «премия за риск» быть инвестором-пионером).

Реализация проекта «Сахалин-2» включает в себя два этапа (фазы). Первый (1999–2008 гг.) был ориентирован на сезонную разработку нефтяных запасов в рамках «погодного окна». Этот период ограничивался полугодовым отрезком, в течение которого поверхность моря не скована льдом. Этап предусматривал разработку залежей Астохского участка Пильтун-Астохского месторож-



Рис. 4. Эволюция институциональной структуры проекта «Сахалин-2»



дения с комплекса «Витязь». Это и есть анализируемая в данной статье первая фаза проекта «Сахалин-2».

За пределами «ОКНА ВОЗМОЖНОСТЕЙ»

После принятия Закона «О СРП» в органах государственной власти (как исполнительной, так и законодательной) сразу же возникло желание затормозить, замедлить

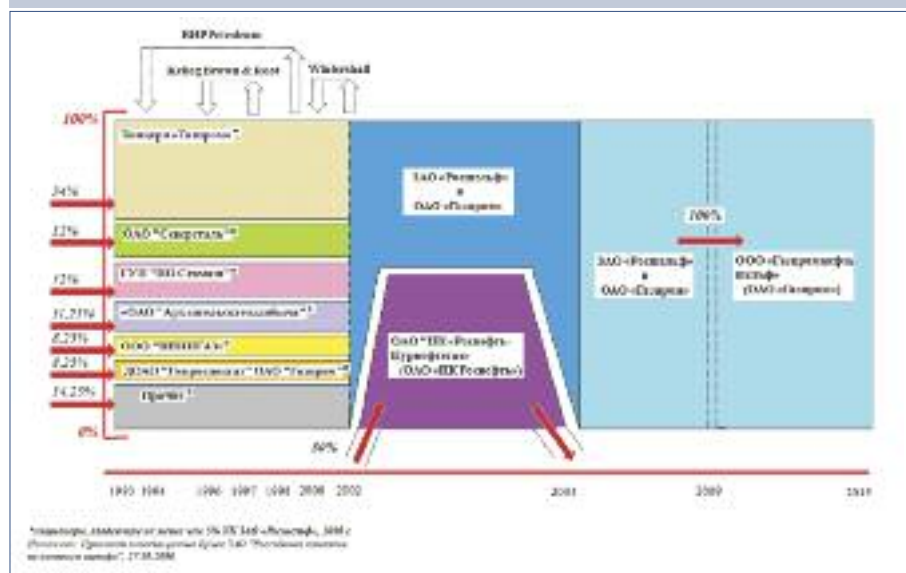
процесс лавинообразного перехода к преимущественному использованию данного режима. Тогдашнее чиновничество хотело подогнать его под свои «ограниченные» (как минимум по числу компетентных специалистов) возможности. В свою очередь, депутатский корпус (который в массе своей считал, что механизм СРП представляет необоснованные льготы инвесторам-недропользователям – не забудем, что закон

«О СРП» был принят в Госдуме с очень небольшим численным перевесом голосов) хотел быть вовлечённым в процесс принятия жизненно важных для нефтяных компаний решений (со всеми вытекающими отсюда разнообразными бонусами для принимающих такие решения). Поэтому в 1997 г. законодателями был введён механизм «порционного» перевода на режим СРП месторождений/проектов путём составления законов о перечнях участков недр [см., например, 37].

В том же 1997 г. Приразломное официально включили в перечень месторождений, которые могут разрабатываться на условиях СРП. Однако работа по подготовке соглашения шла очень медленно и не увенчалась успехом. Данный проект вышел за рамки «окна возможностей» (открытого до 2003 г.), когда режиму СРП был предоставлен достаточно благоприятный (хотя со временем – всё менее и менее) режим реализации. Поэтому Приразломное должно было в итоге разрабатываться на условиях лицензионного режима, что предопределило длительную борьбу за предоставление ему налоговых льгот. Это также замедлило темпы реализации проекта.

Трёх-, четырёхкратный разрыв в сроках выхода проектов на начало добычи во многом объясняется тем, что меха-

Рис. 5. Эволюция институциональной структуры проекта «Приразломное»



низм СРП, нацеленный на гибкое индивидуализированное извлечение ресурсной ренты, обеспечивает гарантированную рентабельность освоения месторождений при разной ценовой конъюнктуре на рынке нефти. Напомним, начало реализации «Сахалина-2» пришлось на период низких котировок. А лицензионная система требовала длительной борьбы инвесторов-недропользователей за налоговые льготы, без которых проект не мог быть рентабельным, а значит, не мог привлечь иностранного партнёра, обладающего технологиями, финансами, управленческими знаниями и умениями. Не зря ведь целых 10 лет, с момента выдачи компании «Росшельф» лицензии на месторождения Приразломное и Штокмановское, работы фактически пробуксовывали. Пуск в эксплуатацию Приразломного (2013 г.) пришёлся на период высоких цен, а старт практических работ на нём (2003 г.) – на начало длительного периода роста котировок. Тем самым были сформированы ожидания положительной рентабельности не за счёт улучшения инвестиционного режима и налоговой системы в стране, а за счёт того, что ценовая рента компенсирует неэффективность и неблагоприятность и того, и другого [38].

Итак, в случае с Приразломным попытки формирования консорциума с целью сложения компетенций разных его участников так и не увенчались успехом. Этому, на наш взгляд, препятствовали неясные экономические перспективы проекта, не мотивировавшие потенциальных участников консорциума к вхожде-

нию и/или закреплению в его составе. В итоге освоение месторождения в одиночку стала вести дочка «Газпрома» – «Газпром нефть» (см. рис. 5).

В случае же «Сахалина-2» устойчивая экономическая конструкция, обусловленная механизмом СРП, явилась предпосылкой для быстрого формирования эффективной структуры консорциума. В рамках проектной компании «Сахалинская энергия» были объединены различные компетенции его участников.

Вторая причина различий между проектами «Приразломное» и «Сахалин-2», вызвавшая столь большой разрыв в сроках их выхода на начало добычи, – это состав проектных консорциумов. В структуре обоих консорциумов (ЗАО «Росшельф» и «Сахалинская энергия») изначально были заложены конфликты интересов. В обоих случаях – между производителями оборудования и его потребителями, а в случае «Росшельфа» ещё и между потенциальными соискателями лицензий на шельфе. Но разрешение этих конфликтов в условиях разности экономических перспектив проектов потребовало большего времени в случае «Приразломного» (лицензионная схема разработки) по сравнению с «Сахалином-2» (СРП).

ДОЛГАЯ БОРЬБА ЗА «ПРИРАЗЛОМНОЕ»

В проекте «Приразломное» с участием «Росшельфа» [39] глубинный конфликт интересов между производителями оборудования и его потребителями был заложен изначально. ЗАО «Российская

компания по освоению шельфа» создана Указом Президента РФ Б. Н. Ельцина в начале 1992 г. Основными направлениями её деятельности являются:

- освоение перспективных нефтегазовых ресурсов на шельфе арктических морей России, включая поиск, разведку и обустройство месторождений, добычу, транспортировку и переработку углеводородов, продажу сырья и продуктов переработки;
- организация производства ледостойких нефтегазодобывающих платформ, оборудования, судов усиленного ледового класса на конверсируемых предприятиях оборонного судостроительного комплекса Северо-Западного региона России;
- разработка новых перспективных технологий для разведки и добычи полезных ископаемых в условиях арктического шельфа [40].

Учредителями компании в соответствии с Распоряжением Правительства РФ (май 1992 г.) являются следующие юридические лица: РАО «Газпром», РНЦ «Курчатовский институт», ПО «Севмашпредприятие», ЦКБ МТ «Рубин», ДООА «Гипроспецгаз», ЦНИИ им. академика А. Н. Крылова, АО «ВНИИгаз», Фонд имущества Архангельской области, Комитет по управлению госимуществом Мурманской области, ЦКБ «Титан», АО «Северсталь», АО «Архангельскгеодобыча», ЦНИИ КМ «Прометей», ОАО «ВНИПИморнефтегаз», НИИморгеофизики, СПМБМ «Малахит», АО «Ижорские заводы», АО «Кировский завод», АО «Лазурит» [41] (см. рис. 5).

В марте 1993 г. компания «Росшельф» получила лицензию на право разработки месторождений Приразломное и Штокмановское сроком на 25 лет [28].

По сути, «Росшельф» был создан [42] для того, чтобы предоставить судостроительным предприятиям Северодвинска (в первую очередь – атомного судостроения), потерявшим в начале 1990-х значительную часть военных заказов, возможность получения новых конверсионных заказов. На сей раз – для обустройства нефтегазовых шельфовых месторождений. Ведь в то время бытовало расхожее и упрощённое представление о том, что технологии производства подводных лодок (чем, как известно, занималось и занимается ПО «Севмашпредприятие») и свайных стационарных металлических нефтегазовых платформ во многом схожи. Якобы в обоих случаях в основе технологических процессов ле-

жит-де производство трубных конструкций большого (платформы) или очень большого (подводные лодки) диаметра. Возможно, тогда ещё не было чёткого понимания неприемлемости технологических схем освоения арктического шельфа на основе свайных металлических стационарных платформ. Либо же этот аргумент – о сходстве, похожести двух технологий – мог использоваться для иллюстративности аргументации в непрофессиональной аудитории.

У государства в тот период отсутствовали достаточные средства, чтобы подержать потерявший военные заказы Северодвинск деньгами, поэтому «Росшельфу» передали лицензию на два месторождения. Ожидалось, что под них он привлечёт партнёров (в том числе иностранных), заказы на производство оборудования для которых были бы размещены в Северодвинске. При этом лицензию «Росшельфу» передали за пару месяцев до подведения итогов ТЭО проекта освоения этих же двух месторождений в рамках консорциума инофирм «Северное сияние». Хотя данный консорциум

долгое время работал над ним на правовых основаниях.

Специализация «Росшельфа» на изготовлении свайных платформ из металлоконструкций сохранилась до настоящего времени, при этом основная производственная база переместилась в Астрахань [43].

«Газпром» не сразу вошёл в состав учредителей «Росшельфа» (хотя на всех сайтах значится в качестве основного акционера). Одной из возможных причин этого могло быть предвидение потенциального конфликта интересов. Газовый концерн, как потребитель оборудования, объективно заинтересован в его высоком качестве по приемлемой (сопоставимой с зарубежными аналогами) цене. А «Росшельф», как производитель, хотел получать более высокую цену при доступном качестве техники, которую он готов был производить.

Плюс к этому «Росшельф» был образован на заре приватизации в постсоветской России. Поэтому в него были включены компании, которые впоследствии вошли в структуру других ВИНК, конку-

рирующих с «Газпромом». Например, «Архангельскгеолодобыча» перешла под контроль «ЛУКОЙЛа». Это привело к дополнительному внутреннему конфликту интересов не только по линии «производители – потребители оборудования [44]», но и между конкурирующими ВИНК.

«ЛУКОЙЛ» в течение долгого времени (пока безуспешно) пытается получить доступ к работам на шельфе, в частности на арктическом. Ведь у него есть больший, чем у двух госкомпаний, опыт работы на шельфе Балтийского и Каспийского морей. Он первым среди российских компаний построил морской отгрузочный терминал в Варандее. Но мнение «Газпрома» по вопросу участия «ЛУКОЙЛа» в освоении Приразломного месторождения (как одного из акционеров «Росшельфа»), видимо, было иным. Это вылилось в корпоративный конфликт [45], несмотря на наличие договора о сотрудничестве между двумя компаниями.

На разрешение указанных конфликтов интересов потребовалось время, что не способствовало быстрой реализации проекта. Лишь в самом начале 2000-х проблема была решена путём консолидации управленческих решений в рамках «Росшельфа» в руках «Газпрома» [44-45].

Привлечь иностранные компании также не удалось (см. рис. 5): сказались две упомянутые проблемы – внутренний конфликт интересов и то, что рентабельности можно было добиться только при наличии индивидуальных льгот для проекта (за которые пришлось долго бороться) в рамках действующей налоговой системы.

В 1994 г. «Росшельф» подписал с «Газпромом» договор о создании совместного предприятия, и «Севмаш» был выбран генеральным подрядчиком. В том же году австралийская ВНР Petroleum заключила договор с держателями лицензии о совместной разработке Приразломного, и было начато проектирование платформы.

«ГАЗПРОМ» КАК ДОЙНАЯ КОРОВА

В декабре 1995 г. происходит торжественная закладка морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» в сталеплом цехе ПО «Северное машиностроение» (г. Северодвинск). Как предполагалось, строительство займёт три года. Однако уже на момент закладки платформы налицо был конфликт интересов акционеров «Росшель-



«Газпром нефть»

фа». Все «машиностроительные» участники консорциума (то есть все, кроме «Газпрома» и АГД) стремились освоить как можно больше средств на этапе создания, ибо именно это обеспечивало им основную (и быструю) выручку. В свою очередь, «Газпром» и АГД были заинтересованы в сокращении затрат в данный период, чтобы уменьшить тем самым издержки добычи в будущем. При этом указанный конфликт нарастал по мере накопления отставания от первоначально запланированных сроков. Ведь тем самым увеличивалась дисконтированная разница (тем более в условиях сверхвысоких в то время в России кредитных ставок) между сегодняшней выручкой производителей оборудования (на стадии его продажи заказчику – другим участникам консорциума) и будущими дивидендными доходами машиностроителей как акционеров на стадии прибыльной добычи (то есть лишь после возврата затрат на освоение проекта) [26].

Поначалу единственным источником средств для проекта был «Газпром», который в 1993 г. предоставил Правительству России гарантии финансирования и открыл кредитную линию «Росшельфу» на подготовку ТЭО освоения Приразломного и Штокмановского месторождений. То есть газовый концерн сыграл роль «дойной коровы», ибо он был одной из немногих российских корпораций, имевших в то время устойчивые и значительные финансовые потоки, причём в валюте. Собственно для этого его и привлекали в проект остальные участники. Ведь поначалу, на этапе подготовки уставных документов в 1992–1993 гг., газовая компания не входила в состав акционеров «Росшельфа», а появилась в нём с 30-процентной долей под нажимом сверху. Совершенно понятно, однако, что разработка Приразломного (а на тот момент и Штокмана) в приоритете у «Газпрома» не стояла. Тем не менее в 1993 г. концерн смог привлечь в проект иностранного инвестора – австралийскую BHP Petroleum.

Также понятно, что у «промышленных» акционеров «Росшельфа» на первом месте находилась разработка менее крупного нефтяного Приразломного месторождения. Прибыль от его эксплуатации могла бы пойти на освоение гигантского газоконденсатного Штокмана. Но главное – на дальнейшее развитие «Севмаша» и связанных с ним в рамках производственной кооперации предприя-

тий. При этом «промышленные» акционеры вольно или невольно рассматривали оба нефтегазовых проекта как рынок сбыта для своей продукции и рассчитывали продать её как можно дороже, для чего надо было быстро начать её изготовление. Будучи поддержанными правительством и президентом, они форсировали начало строительства платформы, для которой на тот момент даже не было окончательного проекта.

BHP Petroleum привлекла в проект британскую Kellogg Brown & Root. Та совместно с «Рубином» (бюро осталось главным российским подрядчиком по проектированию) в 1996–1997 гг. выполнила предварительное проектирование (FEED) платформы. Она также занималась детальным проектированием кессонов. В итоге ей удалось снизить стоимость сооружения платформы с 1,25 млрд до 850 млн долларов. Однако в 1998 г. BHP Petroleum вышла из проекта, столкнувшись с серьёзными проблемами и так и не дождавшись 5-процентной прибыли от добычи (см. рис. 5). Строительство откладывалось как по техническим причинам, так и в связи с проектно-конструкторскими изменениями, а также затруднениями в привлечении финансов [26].

Последнее было во многом связано с особенностями непредсказуемого налогового режима в рамках лицензионной системы недропользования в России, особенно в 1990 годы, в период системной трансформации экономического уклада страны и низких цен на нефть. Кредиторы видели серьёзные риски невозврата средств, поскольку государство повсеместно стремилось наращивать налоговую нагрузку на любую предпринимательскую деятельность, в первую очередь в нефтегазовой сфере. Сокращение государственных доходов во время кризиса обычно ведёт к росту давления на бизнес с целью изыскания новых ресурсов. Искать легче «под фонарём», а именно у нефтяников, вынужденных «закапывать свои деньги в землю» и поэтому лишённых инвестиционной мобильности (в отличие от представителей иных бизнесов).

Таким образом, возникает быстрый, но порочный путь видимого решения бюджетных проблем. Вместо долговременного увеличения (расширения) налоговой базы и повышения эффективности использования собранных средств, государство обычно предпочитает идти на повышение ставок и расширение но-

менклатуры налогов, что запускает «эффект Лэффера», ведущий к уменьшению их собираемости.

Новая динамика и головная боль

В 2000 г. «Газпром» привлёк к проекту нового зарубежного партнёра – аффилированную с ним компанию Wintershall Holding GmbH. Но спустя два года немецкая корпорация, потратив около 45 млн долларов, вышла из проекта, сочтя его «слишком рискованным». Опять сказались последствия лицензионного режима недропользования, не обеспечивающего, в отличие от СРП, адекватную компенсацию инвестиционных, в том числе некоммерческих, рисков [28].

В 2001 г. (спустя 7 лет после образования компании) конфликт интересов в «Росшельфе» удалось разрешить. «Промышленные» акционеры после длительного сопротивления продали свои акции, новым собственником которых стала «Роснефть». Две госкомпании в конце 2001 г. договорились о создании на паритетных началах ЗАО «Севморнефтегаз» – первой российской операционной компании по обустройству и эксплуатации нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе Северного Ледовитого океана и прилегающих к нему районах материка.

«Роснефть» внесла новую динамику в проект. Она обязалась вложить 130 млн долларов – столько же, сколько инвестировал к тому времени «Газпром». В проекте появились деньги, а «Роснефть», как их источник, временно стала его лидером.

В начале 2002 г. по причине лишь 15-процентной готовности платформы (за семь лет было профинансировано только около 1% от стоимости МЛСП, строился только кессон) «Роснефть» выступила за покупку списанной платформы с месторождения Хаттон. Согласно документу Bill of sale, зарегистрированному в Норвежской ассоциации судовых брокеров 22 августа 2002 г., верхнее строение от платформы с натяжными опорами (TLP) «Хаттон», включая запчасти, было продано за 67 млн долларов российскому ЗАО «Севморнефтегаз» [26].

Предполагалось, что строительство платформы обойдётся в 800 млн долларов при общих капитальных затратах 1,25 млрд. В 2003 г. «Севморнефтегаз» потратил на её сооружение 180 млн, основную часть данной суммы предоставила «Роснефть». В то время руководство

компания попыталась получить заём в размере 700 млн долларов от российских и зарубежных банков для завершения создания платформы, а также приобретения двух танкеров и одного ледокола.

В 2005 г. в строительство платформы предполагалось инвестировать 380 млн долларов, но «Газпром», будучи в это время уже единственным собственником (см. ниже), тут же заявил о финансовых трудностях в связи со своей задолженностью, равной 19 млрд долларов. Тем не менее выполнение проекта понемногу продвигалось, и в том же году палуба была смонтирована на выстроенных кессонах при технических замечаниях.

Общий объём инвестиций к концу 2007 г. оценивался в 1,4 млрд долларов. «Севморнефтегаз» был серьёзно озабочен сдвигом сроков на «Севмаше» и запланировал перенос проектно-конструкторских работ и строительства жилого отсека палубы в Выборг с целью окончательной сборки к концу 2008 г. [28].

«Роснефть» была акционером «Севморнефтегаза» до конца 2004 г. За эти три года проект освоения Приразломного стал показывать определённую динамику. Была закуплена платформа «Хаттон» и активизированы работы по строительству кессонов. Кроме того, «Газпром», «Роснефть» и ЦКБ «Рубин» создали ЗАО «Морнефтегазпроект» (МНГП), которое стало генеральным проектантом «Приразломной». Однако покупка «Хаттон» повлекла за собой необходимость очередного перепроектирования верхних частей платформы.

В самом конце 2004 г. «Роснефть» вышла из проекта, продав долю в «Севморнефтегазе» «Газпрому» за 1,7 млрд долларов. Нефтяной компании нужны были деньги для решения более приоритетной для неё на тот момент задачи – финансирования покупки «Юганскнефтегаза». В наследство «Газпрому» она оставила массу проблем с «Хаттон». К 2005 г. выяснилось, что большую часть оборудования и конструкций североморской платформы в условиях Арктики использовать нельзя – это показали итоги зимовок «Хаттон» в Мурманске и на «Севмаше». Таким образом, трёхлетняя динамика в развитии проекта завершилась для «Севморнефтегаза» дополнительной головной болью.

В 2006 г. «Севморнефтегаз» стал полностью дочерней компанией «Газпрома». То есть поначалу проект с многосторонним партнёрством стал выполняться только одним концерном. В 2009 г.

«Севморнефтегаз» был реорганизован в ООО «Газпром нефть Шельф». Таким образом, потребовалось 15 лет с момента формирования «Росшельфа», чтобы заложённая в структуру корпорации «отравленная пилюля» в виде неизбежного конфликта интересов производителей оборудования («промышленных акционеров») и потребителей («нефтегазовых акционеров») была наконец-то удалена.

БЫСТРОТЕЧНЫЕ КОНФЛИКТЫ «САХАЛИНА-2»

Аналогичные конфликты интересов в «Сахалине-2» решались намного быстрее, хотя их там тоже было два, таких же как в случае с «Приразломным». Компании McDermott (производитель оборудования) и Mitsui (маркетинг газа в Японии) в 1988 г. инициировали освоение Пильгун-Астохского и Лунского месторождений. В 1991 г. был проведён конкурс инофирм на право освоения участков сахалинского шельфа, победителем которого стал консорциум MMM (Marathon – McDermott – Mitsui) (см. рис. 4). Marathon – оператор, ибо имел опыт реализации первого американского экспортного проекта СПГ в заливе Кука на Аляске (правда в более лёгких условиях, чем на Сахалине, так как в заливе Кука льды стационарные, а в зоне «Сахалина-2» – подвижные).

Конфликт интересов McDermott vs Marathon (производитель vs потребитель оборудования) был быстро разрешён путём выхода первой компании из проекта и приходом на её место Shell и Mitsubishi. Но если последняя усилила сбытовую часть консорциума (теперь МММШ), то вхождение Shell образовало в нём дополнительный конфликт интересов. Возникла внутренняя борьба за операторские функции между двумя компетентными в этом вопросе компаниями – действующим оператором (Marathon, у которого был опыт поставок американского СПГ с Аляски в Японию) и потенциальным (Shell, которая также была активным участником рынка СПГ и интенсивно развивала операции в Азии). Победила более крупная Shell, имевшая к тому времени не столь долгий, как Marathon, но более обширный опыт реализации нефтегазовых проектов в сложных условиях, а также строительства и эксплуатации заводов СПГ. В итоге Marathon ушёл, а Shell осталась и стала контролирующим акционером без конфликта интересов с Mitsui и Mitsubishi (см. рис. 4).

Структура СРП являлась притягательной для потенциальных участников проекта. С одной стороны, она обеспечивала ясность и предсказуемую экономику. А с другой стороны, создавала столь же чёткие, просчитываемые экономические параметры входа-выхода из проекта для его участников, которым важно было дожидаться прохождения нескольких рубежных этапов – подписания соглашения, вступления его в силу, утверждения плана разработки – для эффективной реструктуризации консорциума. Когда эти события состоялись, внутренняя структура консорциума была быстро оптимизирована.

В 1997 г. наблюдательный совет утверждает план освоения Астохской площади Пильгун-Астохского месторождения с комплекса «Витязь» (первый этап/фаза проекта). И в мае того же года McDermott продаёт за 110 млн долларов свою 20-процентную долю другим акционерам Sakhalin Energy. Marathon получает дополнительные 7,5%, Shell и Mitsui – по 5%, Mitsubishi – 2,5% [46]. Первый конфликт интересов (по линии «производители оборудования – добывающие компании») был разрешён.

В июле 1997 г. тогдашний президент «Роснефти» Юрий Беспалов сообщил, что компания планирует присоединиться к проекту «Сахалин-2». Причём, по его словам, принципиальное согласие участников уже было получено. В октябре эту информацию подтвердил тогдашний генеральный директор ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» Сергей Богданчиков. В частности, он сообщил, что его компания направила участникам «Сахалина-2» заявку с просьбой предоставить российской стороне 20% участия в проекте. В конце января 1998 г. Sakhalin Energy и «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» подписали контракт, согласно которому российская компания обязалась провести работы по морскому оценочному бурению на континентальном шельфе Сахалина в летний период 1998 г. Стоимости контракта составила 12,8 млн долларов.

Однако в марте 1998 г. Sakhalin Energy отказалась передать российским компаниям 20% участия в проекте. В качестве объяснения своей позиции представители консорциума сообщили, что, во-первых, они намерены дождаться окончательных итогов приватизации «Роснефти». А во-вторых, Sakhalin Energy сомневается в том, что «Сахалинморнефтегаз» и «Роснефть» располагают суммой в 500

млн долларов, которую необходимо заплатить за выкуп 20-процентной доли в проекте [46].

В 1998 г. «Сахалин-2» получил от ведущих международных кредитно-финансовых организаций первое в РФ проектное финансирование. Основными его кредиторами стали Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) и входящая в группу Всемирного банка Международная финансовая корпорация (МФК), а также Эксимбанки США и Японии [47-49]. На Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения была установлена первая в России морская производственно-добывающая платформа ледового класса «Моликпак» (ПА-А).

К августу 1998 г. на Сахалине сформировалось шесть шельфовых проектов. Но новые СРП так и не были подписаны. А налоговый механизм, который позволил бы закону нормально функционировать, не разработали. По оценкам экспертов, из-за медлительности законодателей Россия недополучила порядка 20 млрд долларов прямых капиталовложений. К тому времени и без того неблагоприятный для иностранных компаний инвестиционный климат в РФ начал ухудшаться. С 1998 г. Госкомэкология стала регулярно предъявлять экологические претензии компаниям, разрабатывавшим сахалинский шельф. Счётная палата начала усматривать в сахалинских проектах нецелевое использование средств. Во многом по этим причинам в 2000 г. из «Сахалина-2» вышел Marathon, передав свою долю Shell. При этом доля последней выросла до 62,5%, но впоследствии она передала пакет в 7,5% в пользу Mitsubishi.

В 2000 г. был подписан договор с Marathon об обмене активами, после чего Shell нарастила свою долю до 55%, а Mitsui и Mitsubishi получили соответственно 25 и 20% (см. рис. 4). Таким образом, реструктуризация проекта «Сахалин-2» в рамках его первой фазы была завершена. Перипетии второго этапа, в частности связанные с вхождением «Газпрома» в проект, представляют самостоятельный интерес, но выходят за рамки настоящей статьи.

На наш взгляд, быстрота и эффективность адаптации и оптимизации внутрикорпоративной структуры Sakhalin Energy была обусловлена фактом реализации проекта на условиях СРП. Это гарантировало его позитивную экономику без долгих и мучительных походов в

государственные ведомства за индивидуальными налоговыми льготами, как в случае с «Приразломным».

Итак, сопоставление двух шельфовых проектов – «Приразломного» (Печорское море) и первой очереди «Сахалина-2» (Охотское море) – показало, что при прочих равных условиях именно характер применяемого инвестиционного режима недропользования может оказать существенное влияние на сроки и параметры, а значит, и экономику реализации проекта.

Высокая капиталоемкость и повышенные риски шельфовых проектов, их уязвимость для коммерческих и некоммерческих рисков вызывают необходимость гибкого и индивидуализированного (а значит – переговорного) подхода к распределению монетизируемой ресурсной ренты. Только при этом условии можно обеспечить инвестору-недропользователю приемлемую для него норму рентабельности с учётом всех рисков (механизм СРП), в то время как в рамках запределительного лицензионного налогового режима разворачивается долгая, изнурительная и непредсказуемая борьба за индивидуальные льготы. Именно квалифицированный переговорный процесс может обеспечить принимающему государству оптимальную долю ресурсной ренты.

Институциональные внутрироссийские проблемы явились тормозом, сдерживающим разработку Приразломного месторождения. А в случае проекта «Сахалин-2», наоборот, именно режим СРП стал основным фактором его ускоренной подготовки к реализации.

Хочется надеяться, что наблюдаемая в настоящее время хаотичная, но всё же постепенно упорядочиваемая и систематизируемая дифференциация лицензионного режима с плоской шкалой налогообложения завершится, тем не менее, закреплением на практике множественности инвестиционных режимов недропользования, включая не только дифференцируемый лицензионный административно-правовой режим, но и гражданско-правовые концессионный и СРП. Тогда институциональные режимы освоения шельфа будут не тормозом (как ныне лицензионный), а катализатором проектов (как СРП), в том числе включая и те сферы, где мы можем уже сегодня эффективно обходиться без помощи западных коллег.

Библиография

- [26] «Приразломная» почти готова. История одной платформы // Нефть и Капитал. 2011. № 4. URL: <http://www.indprg.ru/nik/2011/04/41318.html>
- [28] Двадцать лет освоения, а нефти до сих пор нет: «Приразломное» – первый мучительный арктический шельфовый проект России // ЭКО. 2013. № 4. URL: <http://ecotrends.ru/about-the-journal/1570-2013-04-02>
- [31] Konoplyanik A., Oganessian S., Retyunin A. Sakhalin tender background detailed // Oil & Gas Journal. March 23, 1992, v. 90, № 12, p. 128–129.
- [32] Konoplyanik A., Oganessian S., Retyunin A. Sakhalin tender process tortuous // Oil & Gas Journal. March 30, 1992, v. 90, № 13, p. 34–36.
- [33] Konoplyanik A., Oganessian S., Retyunin A. Sakhalin tender results detailed // Oil & Gas Journal. April 20, 1992, v. 90, № 16, p. 124–126.
- [34] Конопляник А., Оганесян С., Ретюнин А. Нефть и газ Сахалинского шельфа: конкурс иностранных фирм // Финансовые Вести (Финвест). 1992. № 17. С. 12–13; № 18. С. 13.
- [35] Конопляник А., Оганесян С., Ретюнин А. Проблемы освоения Сахалинского шельфа // Нефтяное хозяйство. 1992. № 6. С. 2–4; № 7. С. 2–6.
- [36] Конопляник А., Оганесян С., Ретюнин А. Нефть и газ Сахалинского шельфа: конкурс инофирм // Экономика и хозяйсчёт предприятий топливно-энергетического комплекса (Межотраслевой информационный бюллетень). 1992. Вып. 3. С. 7–18.
- [37] Конопляник А. СРП, инвестиционный климат и перенос участков недр / Тезисы выступления на парламентских слушаниях «Обеспечение экономической безопасности при принятии законодательства “О соглашениях о разделе продукции”». Москва. Государственная Дума РФ, Комитет по природным ресурсам и природопользованию. 1997. 21 января. 9 стр.
- [38] Конопляник А., Бузовский В., Попова Ю., Трошина Н. Влияние антироссийских санкций на освоение нефтегазового потенциала российского арктического шельфа и развития энергетической политики России // Восток Капитал. 2015. Ноябрь. 106 с.
- [39] URL: <http://rossshelf.ru/>
- [40] URL: <http://neftegaz.ru/catalogue/company/view/1041>
- [41] Описание специализации компаний, организаций и учреждений – учредителей ЗАО «Росшельф» см., например, <http://www.nefte.ru/company/rus/rosshelf.htm>
- [42] По инициативе и при активном участии нашего великого учёного-ядерщика акад. Е. П. Велихова, «административный ресурс» которого сыграл в образовании «Росшельфа» одну из ключевых ролей. Е. П. Велихов – президент ЗАО «Росшельф», которое зарегистрировано по адресу РНИЦ «Курчатовский институт».
- [43] Арктическое импортозамещение / Интервью с гендиректором «Росшельфа» С. Штриковым. 21.01.2015. URL: <http://www.gazeta.ru/business/2015/01/21/6382437.shtml>
- [44] Генеральным директором ЗАО «Росшельф» избран начальник управления «Газпрома» Владимир Вовк. 14.04.2001. URL: <http://www.finmarket.ru/news/130233>
- [45] «Газпром» решил вытеснить из ЗАО «Росшельф» других акционеров. URL: <http://www.trusted-systems.ru/2002-02-08/2035>
- [46] Россоховатская Д., Хвостунова О., Сахалинский нефтегаз / Коммерсант.ру, 08.12.2008: <http://www.kommersant.ru/doc/1088064>
- [47] Конопляник А., Лебедев С. Проектное финансирование в нефтегазовой промышленности: мировой опыт и начало применения в России // Нефть, Газ и Право. 2000. № 1. С. 25–40; № 2. С. 23–42.
- [48] Конопляник А., Лебедев С. О рисках финансирования нефтегазовых проектов // Минеральные ресурсы России. 2001. № 4. С. 34–41.
- [49] Конопляник А., Лебедев С. Анализ рисков финансирования нефтегазовых проектов: рейтинговая оценка рисков // Инвестиции в России. 2001. № 9. С. 36–42.

Уважаемые нефтяники, руководители и сотрудники ПАО «ЛУКОЙЛ»!

НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» поздравляет вас с 25-летием со дня основания нефтяной компании «ЛУКОЙЛ»!

За долгие годы работы предприятия Группы «ЛУКОЙЛ» внесли неоценимый вклад в развитие нефтяной промышленности страны и национальной экономики в целом. На сегодняшний день компания «ЛУКОЙЛ» занимает лидирующие позиции на российском и мировом рынках, продолжая динамично развиваться. Безусловно, успехи и процветание «ЛУКОЙЛа» – это заслуга и результат труда всего коллектива.

Сегодня компанию «ЛУКОЙЛ» можно по праву назвать лучшим примером социально ответственного бизнеса, на протяжении всей своей деятельности проявляющей заботу о работниках всех предприятий. Мы гордимся тем, что 22 года назад «ЛУКОЙЛ» основал и дал свое имя Негосударственному пенсионному фонду «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ». Для нас важно, что Фонд является частью большой корпоративной культуры и совместно продолжает развивать негосударственное пенсионное обеспечение сотрудников «ЛУКОЙЛа». Вы всегда можете рассчитывать на надежного и ответственного партнера в нашем лице.

В год знаменательного юбилея весь коллектив НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» желает нефтяной компании «ЛУКОЙЛ» дальнейшего процветания, долгих лет успешной и стабильной работы, надежной и сплоченной команды единомышленников! Дорогие друзья, крепкого вам здоровья, благополучия и покорения новых вершин!

Искренне ваш,
НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ»

Лукойл-Гарант

Негосударственный пенсионный фонд

АО «НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ». Лицензия ЦБ России № 432 от 20.05.2014 г., бессрочная. 119021, г. Москва, ул. Тимура Фрунзе, д. 11, стр. 13.
8 (495) 411-55-37, 8 (800) 200-5-999. www.lukoil-garant.ru



Уважаемый Вагит Юсуфович!

В день 25-летия со дня основания ПАО «ЛУКОЙЛ» от себя лично и от всего коллектива ООО НПФ «Пакер» поздравляем Вас, трудовой коллектив и ветеранов Вашей компании с юбилеем!

За историю ПАО «ЛУКОЙЛ» прошло успешный путь становления и развития и по праву входит в число ведущих предприятий топливно – энергетического комплекса. Благодаря профессионализму сотрудников и постоянному внедрению новейших технологий, ПАО «ЛУКОЙЛ» является надежным и сильным партнером.

От всей души желаем Вам лично и всему коллективу ПАО «ЛУКОЙЛ» стабильного развития, новых успехов, дальнейшего процветания, научных и творческих достижений и надежных партнеров! Здоровья, счастья и благополучия Вам и Вашим близким!

С уважением, директор ООО НПФ «Пакер» Нагуманов М.М.





Российская труба – гарант энергобезопасности ЕС

На фоне падающей газодобычи в Европе и высокой загруженности уже имеющейся транспортной инфраструктуры открываются возможности для наращивания импорта газа из РФ

Алексей ГРИВАЧ,
заместитель директора Фонда национальной энергетической безопасности

В последние годы российские трубопроводные проекты, нацеленные на создание новых маршрутов доставки газа на рынки Евросоюза, столкнулись с серьёзными трудностями. Они связаны как с изменением системы регулирования газового рынка в ЕС, так и с общими политическими противоречиями между Москвой и Брюсселем. Означает ли это, что Европа твёрдо встала на путь так называемой диверсификации и намерена существенно сократить объёмы импорта российского газа?

Анализ показывает, что это вряд ли возможно. Собственная газодобыча в странах Евросоюза, особенно в Нидерландах, в последние годы устойчиво сокращается. Надежды на новые ресурсы, в частности на норвежский шельф Баренцева моря, весьма призрачны. Между тем, европейский рынок газа преодолел стагнацию и в последние два года возобновил рост. Это требует дополнительных объёмов импорта.

Возможностей наращивания транспортировки газа по уже имеющимся магистралям практически нет. Так, газопроводы из Норвегии в страны ЕС уже ра-

ботают на пределе своей проектной мощности. Газопроводная инфраструктура, соединяющая Южную Европу с Северной Африкой, сильно изношена. Да и перспективы увеличения добычи газа в Ливии и Алжире крайне сомнительны – как из-за нестабильной политической ситуации, так и в силу ресурсных ограничений.

Новые трубопроводные проекты, в первую очередь Южный газовый коридор, не решают проблемы. Так, труба из Азербайджана даст Италии всего 10 млрд м³ газа в год и лишь покроет риски, связанные с поставками из Южной Африки. Расширение ЮГК за счёт газовых ресурсов Ближнего Востока тоже маловероятно – чрезвычайно зарегулированный европейский рынок не стимулирует инвесторов к вложению средств в создание новых добычных и транспортных мощностей.

Иными словами, альтернативы России фактически нет. Именно она остаётся самым надёжным поставщиком газа в ЕС на долгосрочную перспективу. Но для того чтобы сохранить этот статус, необходимо минимизировать риски, связанные с украинским транзитом. Поэтому реализация проектов «Турецкий поток» и «Северный поток – 2» в полной мере отвечает интересам европейской энергобезопасности.

ГАЗОВАЯ ЗАВИСИМОСТЬ ЕВРОПЫ

По итогам 2016 г. «Газпром» установит абсолютный рекорд по экспорту газа на рынок Евросоюза. Скорее всего, объёмы поставок превысят 145 млрд м³ (без учёта Прибалтики). Это на 10% больше прошлогоднего показателя и на 6% превышает предыдущий рекорд, поставленный в 2013 г. – 137 млрд м³. В итоге доля российского газа от общего объёма потребления в ЕС может достичь 33%. Таким образом, она увеличится на 10% по сравнению с 2010 г.

В последние пару лет начались серьёзные проблемы с добычей на крупнейшем месторождении Евросоюза – нидерландском Гронингене. В 2010–2013 гг. осуществлялась его интенсивная разработка, извлекалось по 50 млрд м³ газа в год, что на 20% превышало установленную правительством Нидерландов максимальную квоту. В итоге на прилегающих к месторождению территориях начались регулярные землетрясения. В прошлом году на Гронингене было получено всего 28 млрд м³, а в 2016 г. властям

имело регуляторную природу. Субсидии возобновляемым источникам энергии, провал рынка квот на выбросы CO₂ и негативные сигналы для потребителей на политическом уровне привели к сокращению использования газа в качестве топлива для электростанций (даже по сравнению с углём, не говоря уже о возобновляемых источниках). Свой вклад внесли и высокие цены на углеводороды в этот период. В то время как угольный рынок оказался перенасыщен и, как следствие, уголь торговался с большим дисконтом.

В результате потребности в импорте колебались в основном в районе 300 млрд м³, а в период максимального падения спроса на газ падали до 280 млрд м³ (см. рис. 2).

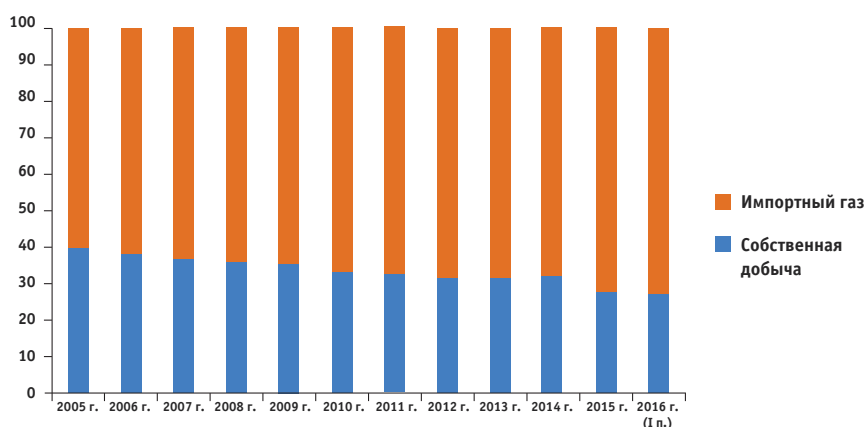
На протяжении двух последних лет европейский рынок газа растёт, что требует дополнительных объёмов импорта. В настоящее время у Евросоюза есть три источника поставок трубопроводного газа – Россия, Норвегия и Северная Африка, а также СПГ. К концу десятилетия ожидается запуск проектов, которые позволят ЕС получать газ из Азербайджана и, возможно, от других поставщиков на Ближнем Востоке (транзитом через Турцию).

СПГ занимает незначительную долю в балансе – около 12%. Радикальная перестройка системы импорта в пользу сжиженного природного газа вряд ли возможна, так как это очень дорого и не очень эффективно с точки зрения транспортировки на большие расстояния. Та же Испания, обладающая самыми крупными мощностями по приёму СПГ в Европе, в последние годы радикально поменяла баланс в пользу закупок трубопроводного газа из Алжира.

ТУПИКИ ДИВЕРСИФИКАЦИИ

Диверсификация поставок, под которой многие подразумевают снижение объёмов импорта из России, стала основным

Рис. 1. Доля собственной добычи и импорта в объеме потребления природного газа в ЕС, %



На этом фоне официальная доктрина Еврокомиссии последних лет в газовой сфере, которую кратко можно охарактеризовать, как «что угодно, только не российский газ», выглядит особенно странно и даже двусмысленно. Однако на самом деле все объясняется просто – с точки зрения фундаментальных показателей Россия для ЕС является самым надёжным, гибким, долгосрочным и экономически привлекательным источником поставок «голубого топлива».

Главная особенность европейского рынка газа заключается в том, что он в значительной степени зависит от импорта, от стабильности и надёжности внешних источников поставок и маршрутов транспортировки. Более того, данная зависимость прогрессирует. По нашим оценкам, с 2005-го по 2015 г. она увеличилась с 60 до 72% (см. рис. 1).

За это время собственное производство товарного газа в странах ЕС сократилось более чем на 90 млрд м³, или на 43%. Прежде всего, это касается государств северо-западной Европы, которые добывали газ в Северном море. Производство «голубого топлива» в Великобритании и Дании упало за 10 лет в 2,5 раза.

Страны пришлось сократить квоту до 24 млрд м³. Поэтому по итогам 9 месяцев 2016 г. нетто-экспорт трубопроводного газа из Нидерландов составил всего около 10 млрд м³ – вдвое меньше, чем за три квартала 2015 г.

Последствия падения собственной добычи могли быть намного хуже, если бы не обвал потребления газа в ЕС в 2011–2014 гг. На протяжении 4 лет объёмы спроса падали, уменьшив размер европейского рынка на 22%, или более чем на 100 млрд м³. Это стало следствием набора факторов, большинство из которых

Рис. 2. Импорт газа в ЕС, млрд м³





лейтмотивом энергетической политики Европейской комиссии. Учитывая высокую степень импортной зависимости, укрепление отношений с нынешними поставщиками, правильные регуляторные сигналы, создание стимулов – важнейшая основа поддержания энергетической безопасности ЕС на должном уровне.

Если мы посмотрим на ресурсную базу нынешних газопроводных поставок, то становится очевидным ответ на вопрос, с кем нужно укреплять долгосрочные отношения? Конечно, существуют такие вероятные источники европейского импорта, как Иран, Туркменистан, Ирак и т. д. Но нужно реально смотреть на вещи. Ресурсы этих стран ещё нужно добыть, затем создать необходимую инфраструктуру, преодолеть массу технологических и геополитических проблем, сформировать контрактную базу. Это, как говорится, долгая дорога в дюнах. Речь идёт о венчурных проектах с очень высокими рисками, которые с точки зрения энергетической безопасности плохо управляемы.

Если посмотреть на Норвегию, то она в 2015 г. поставляла газ на пределах возможностей своей инфраструктуры. Только загрузка трубопроводов, идущих в направлении Великобритании, составляла чуть менее 75%, что объясняется особенностями британского рынка (там очень мало мощностей по хранению газа, а значит, балансировка сезонных пиков осуществляется за счёт трубы). А вот трубы в направлении Германии, Франции и Бельгии были заполнены на уровне 90% (см. рис. 3).

При этом ресурсная база Норвегии в последние годы демонстрирует отрицательную динамику. Доказанные запасы

газа этой страны на конец прошлого года составляли менее 1,7 трлн м³. Этого хватит всего на 14 лет добычи на прошлогоднем уровне. Более того, большинство месторождений страны находятся в состоянии падающего производства, включая и второе по величине в Норвегии – Ормен Ланге.

А это значит, что для поддержания добычи газа хотя бы на уровне 110–120 млрд м³ в ближайшие годы норвежцы должны увеличивать отбор из своего основного гиганта – месторождения Troll. В прошлом году на него приходилось 53% запасов и лишь 35% добычи. Однако усиленный отбор из этого месторождения приведёт к общему сокращению газового века Норвегии.

Надежды, которые возлагались на геологоразведку в Баренцевом море, пока не особо оправдываются. Правда, Statoil уже построила газопровод Polarled для поставок газа из Баренцева моря в действующую трубопроводную систему. Но единственной сколь-нибудь заметной ресурсной базой для этой трубы является месторождение Ааста Ханстен с запа-

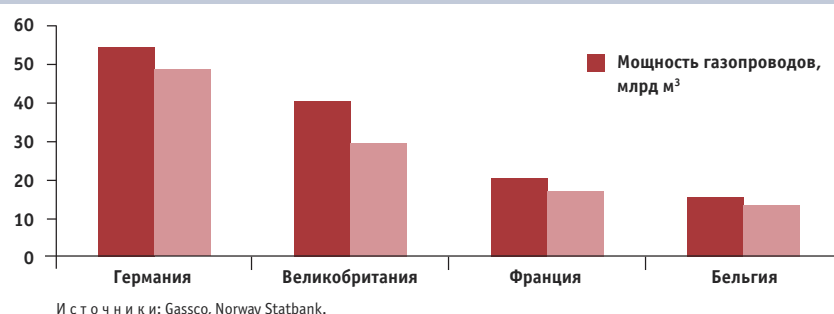
сами в 47 млрд м³ и пиковой добычей не более 3–4 млрд м³ в год (официально параметры проекта пока не объявлены).

Второй крупный источник импорта трубопроводного газа – Северная Африка, представленная Алжиром и Ливией. Ещё несколько лет назад поставки из этого региона на итальянский рынок превышали 36 млрд м³ (около 50% от итальянского импорта). По итогам 2015 г. данный показатель составил чуть более 14 млрд м³ (24%). Причины – война в Ливии и снижение добычи в Алжире на фоне роста спроса на внутреннем рынке и увеличения обязательств по поставкам в Испанию.

В 2016 г. наблюдается позитивная динамика экспорта из Алжира в Италию (см. табл.). Это происходит благодаря вводу в эксплуатацию группы новых объектов, а также мероприятиям по стимулированию отбора из истощающихся месторождений (прежде всего, из главного гиганта – Хасси Р'Мейль). В нынешнем году это даст дополнительно около 10 млрд м³ для экспорта, но в долгосрочном плане ситуацию вряд ли изменит. Ведь основные запасы в Алжире интенсивно истощаются, в то время как собственное потребление газа активно растёт. Конечно, судьба Египта, который несколько лет назад в одночасье превратился из перспективного экспортёра СПГ в импортера сжиженного природного газа, Алжиру в ближайшие годы не грозит. Но существенно нарастить поставки «голубого топлива» страна, скорее всего, не сможет.

Не стоит забывать и тот факт, что к 2020 г. заканчиваются контракты на поставки газа из Алжира в Италию. В связи с этим возникает масса вопросов о долгосрочной устойчивости этого источника импорта. Что касается Ливии, то раздираемая гражданской войной и террористическими группировками страна в принципе не может считаться надёжным источником газоснабжения.

Рис. 3. Мощности экспортных газопроводов из Норвегии в страны ЕС и поставки по ним в 2015 г.



Газопроводы из Северной Африки в Европу

	Мощность, млрд м ³ в год	Протяжён- ность, км	Год сдачи в эксплуата- цию	Объёмы транспортировки в 2015 г., млрд м ³	Загрузка в 2015 г., %
Газопровод «Энрико Маттеи» (GEM)	33,2	549	1982	7,3	22
Газопровод «Педро Дуран Фаррел» (GPDF)	11,6	521	1996	9,4	81
Газопровод «Медгаз»	8	210	2011	7,2	90
Газопровод «Гринстрим» (из Ливии)	11	540	2004	7,1	65
Всего	63,8			31	49

Источник: ФНЗБ.

Поэтому для Италии было очень важно заполучить азербайджанский газ, поступающий по Южному газовому коридору. Он, очевидно, должен страховать все риски поставок из Северной Африки. К началу следующего десятилетия должна быть реализована Фаза 2 проекта «Шах-Дениз – 2», которая предполагает извлечение 16 млрд м³ газа в год из глубоководной части месторождения в азербайджанском секторе Каспия. Одновременно должен быть расширен до 25 млрд м³ в год Южно-Кавказский газопровод, идущий до границы Грузии и Турции, и построен новый газопровод TANAP мощностью от 16 до 30 млрд м³ через Турцию до греческой границы. Наконец, планируется сооружение газопровода TAP (10 млрд м³), пролегающего по территории Греции, Албании и дну Адриатического моря на юг Италии.

Но все эти проекты – дорогие и сложные, особенно в сегменте добычи. К тому же они связаны с геополитическими рисками, поскольку две транзитные страны не входят в Евросоюз. Общая стоимость данных проектов официально оценивается 40–45 млрд долл. При этом новые трубопроводы в лучшем случае позволят поставлять на европейский рынок до 10 млрд м³ газа в год. Столько же в довоенные годы в Италию экспортировала Ливия.

Безусловно, лоббисты ЮГК рассчитывают, что это будет только начало славного пути для больших объёмов газа с Каспия и Ближнего Востока в Европу. Однако, даже если отбросить высокий уровень геополитической напряжённости в регионе, рассчитывать на приход в ЕС новых «восточных» поставщиков достаточно наивно. Как правило, данные страны имеют высокие издержки на обустройство газовых месторождений. А европейский рынок задавлен регуляторами, что создаёт большие риски ограничения конкуренции по политическим причинам.

В обход украинских рисков

Для России, несмотря на все сложности и противоречия с западными партнёрами, европейский газовый рынок остаётся ключевым, хотя и не самым перспективным с точки зрения ожидания роста спроса.

Через два года грядет золотой юбилей – 50 лет поставок российского газа в Австрию, которая стала первой капстраной в Европе, купившей газ у Советского Союза. А долгосрочные контракты как минимум на 100 млрд м³ в год с основными европейскими партнёрами – Германией, Италией и Францией – действуют до 2035 г.

При этом Россия – единственная страна, которая активно инвестировала в развитие инфраструктуры поставок газа для европейского рынка, тем самым повышая гибкость газоснабжения потребителей и увеличивая уровень конкуренции. Совместно с немецким концерном BASF была построена разветвлённая система газопроводов в Германии. Через Польшу в ФРГ проложена труба Ямал – Европа, а через Балтийское море – «Северный поток».

Сейчас новые инвестиции в расширение газопроводной сети на территории ЕС со стороны участников рынка газа фактически запрещены «Третьим Энергопакетом». При этом развитие газотранспортной инфраструктуры возложено на операторов ГТС и будет финансироваться либо из фондов ЕС (из средств налогоплательщиков), либо путём установления долгосрочных тарифов на транспортировку.

Но вот в сфере доставки российского газа до границы ЕС имеется большой риск, связанный с Украиной. Мало того, что эта страна управляется, мягко говоря, недружественным России режимом, так ещё в 2019 г. заканчивается контракт на транзит между «Газпромом» и «Нафтогазом Украины». Наличие данного договора в последние годы худо-бедно, при посредничестве Еврокомиссии, позволяло беспрепятственно доставлять газ европейским потребителям. Доля Украины в транзите рос-

сийского «голубого топлива» после ввода «Северного потока» упала до 40%, хотя ещё в 2008 г. она превышала 70%. Но и 40% это большие объёмы – около 60–70 млрд м³ в год, которые покрывают 100% потребления Болгарии, 90% – Венгрии и в среднем около 50% спроса в юго-восточной Европе.

Кроме контрактного риска, имеется и большая проблема с состоянием инфраструктуры. Три газопровода, через которые газ подаётся к западной границе Украины со странами Евросоюза, к 2020 г. полностью выработают свой ресурс (33 года). Один из них уже отпраздновал 40-летний юбилей и фактически не используется. Чтобы поддерживать систему на долгосрочную перспективу, нужна тотальная реконструкция. А значит, необходимы миллиарды долларов инвестиций, возврат которых довольно сложно гарантировать.

К примеру, Турция это прекрасно понимает и поэтому, несмотря на комплекс внешнеполитических разногласий с Москвой, форсировала подписание межправительственного соглашения по строительству «Турецкого потока». Это избавит Анкару от транзитной зависимости при поставках российского газа. А строительство второй нитки позволит Турции усилить свои позиции как транзитёра газа в направлении ЕС, а также убрать риски поставок на юг Балкан через территорию Украины.

В то же время для выполнения действующих контрактов со странами, получающими российский газ через австрийский хаб Баумгартен и напрямую с территории Украины (Словакия, Венгрия, Сербия, Австрия, Словения, Хорватия и Италия), нужна дополнительная инфраструктура. С учётом того, что в северо-западной Европе падает собственная добыча и в регионе есть потребности в дополнительном стабильном источнике поставок трубопроводного газа, «Газпром» с европейскими компаниями-партнёрами инициировали проект «Северный поток – 2».

Уже в прошлом году часть поставок российского газа в Баумгартен была осуществлена через Балтику, Германию, Чехию и Словакию, а не традиционным транзитным маршрутом через Украину. Это значит, что такой вариант доставки технически и экономически привлекателен и может снять все транзитные риски при снабжении ЕС российским газом. Кроме того, он позволит обеспечить увеличение поставок на рынки северо-западной Европы, повысив уровень энергетической безопасности и конкуренции на долгосрочную перспективу. ■

Почём баррель не для народа?

Несмотря на стремительное снижение издержек добычи, практически все ведущие производители нефти балансируют ныне на грани безубыточности

Константин СЕРГЕЕВ

Во сколько сегодня реально обходится извлечение барреля нефти и сколько он должен стоить на мировом рынке – хотя бы для относительного комфорта добывающих компаний? Данные о фактической себестоимости добычи и её теоретически безубыточных уровнях могут оказаться весьма полезными при оценке возможных ценовых ориентиров рынка. По крайней мере – минимальной цены на «чёрное золото», удовлетворяющей ключевых производителей.

Мировые котировки нефти известны сегодня каждому – про них все знают и все говорят. Но о том, пойдут ли они вверх или вниз, не ведаёт никто (за исключением Его Величества Рынка). Зато нет недостатка в различных прогнозах. Про реальную же себестоимость добычи нефти на самом деле знают немногие... и предпочитают об этом молчать. Поэтому для начала обратимся к профильной статистике.

ВОЛШЕБНОЕ СРЕДНЕЕ И ПРОЧИЕ ЧУДЕСА

Согласно исследованиям норвежской компании Rystad Energy (которые стали особо популярными благодаря частичной публикации в CNN-Money), к началу 2016 г. разброс себестоимости производства нефти в различных странах был весьма велик (см. рис. 1). Заметим, что на момент публикации этих данных (ноябрь – декабрь 2015 г.) мировые цены на нефть ещё удерживались в диапазоне 37–38 долл./барр. Таким образом, большинство добывающих компаний Великобритании, Бразилии и Канады уже тогда должны были находиться за гранью выживаемости, а их коллеги из США и Норвегии вынуждены были балансировать на самой её острой кромке. К концу января 2016 г., когда котировки просели ниже 30 долл./барр. (до 26–27 долл./барр.), в зону непосредственного риска должны были попасть более половины ведущих производителей – с соответствующими последствиями в виде финансового коллапса, полного кредитного апокалипсиса и прочих ужасов.

Несмотря на безусловную серьёзность обстановки в добывающем секторе, ничего подобного не произошло. Запас прочности отрасли оказался гораздо большим, чем этого можно было ожидать исходя из оценок себестоимости добычи и критериев её безубыточности (по крайней мере, их официальных значений). Естественно, это не способствовало росту доверия к этим данным в экспертной среде, в первую очередь, на Западе.

В частности, отмечается, что приводимые капитальные затраты не соответствуют действительному соотношению между фиксированными и переменными расходами компаний на эти цели. Это может отражаться на корректности оценки ожидаемых финансовых результатов. Ещё одним важным аспектом критики является недостаточно прозрачное объединение расходов по графе оперативных затрат, что приводит к появлению неоднозначных оценок. Например, оперативные расходы норвежских добывающих компаний более чем в 2 раза превышают аналогичные затраты их английских коллег, хотя большая часть разрабатываемых ими месторождений приходится на один и тот же регион (Северное море) и т. п.

В качестве основного оправдания названных недостатков, как правило, приводится фактор средних цифр, то есть осреднения результатов для национальных компаний, часто действующих в различных условиях, причём в большинстве случаев без учёта «весовых характеристик». К тому же не представляется оправданным выведение среднестатистических показателей для конвенциональной (традиционной) и сланцевой/битумозной нефти (например, для США и Канады).

Табл. 1. Себестоимость производства нефти в ведущих добывающих странах, долл./барр.

Страна	Капитальные расходы		Оперативные затраты		Всего долл./барр.
	долл./барр.	%	долл./барр.	%	
Великобритания	21,8	41,5	30,7	58,5	52,50
Бразилия	17,30	35,5	31,50	64,5	48,80
Канада	18,70	45,6	22,40	54,4	41,0
США	21,50	59,22	14,80	40,78	36,30
Норвегия	24,00	66,50	12,10	33,5	36,10
Ангола	18,80	53,1	16,60	46,9	35,40
Колумбия	15,50	43,9	19,80	56,1	35,30
Нигерия	16,20	51,4	15,30	48,6	31,50
Китай	15,60	52,2	14,30	47,8	29,90
Мексика	18,30	62,9	10,70	37,1	29,10
Казахстан	16,30	58,6	11,50	41,4	27,80
Ливия	16,60	69,7	7,20	30,3	23,80
Венесуэла	9,60	40,9	13,90	59,1	23,50
Алжир	13,20	64,7	7,20	35,3	20,40
Россия	8,90	51,74	8,40	48,26	17,20
Иран	6,90	54,8	5,70	45,2	12,60
ОАЭ	6,60	53,7	5,70	46,3	12,30
Ирак	5,60	52,3	5,10	47,7	10,70
Саудовская Аравия	4,50	45,5	5,40	54,5	9,90
Кувейт	3,70	43,5	4,80	56,5	8,50

Источники: Rystad Energy Upstream Database.

Очевидное и вероятное

Даже частичное устранение перечисленных недостатков даёт существенно иную картину себестоимости производства барреля «чёрного золота». Причём эти изменения вряд ли можно объяснить одним лишь совершенствованием методологии. Например, в табл. 2 приведены результаты исследований экспертов Wall Street Journal по итогам I квартала 2016 г. Примечательно, что исходной информацией и в этом случае послужили данные Rystad Energy.

Сравнение данных табл. 1 и 2 приводит к любопытному выводу: несмотря на рекордное проседание нефтяных цен в январе – феврале нынешнего года, абсолютное большинство производителей улучшили своё положение. Исключение составили

Barclays), к концу 2016 г. она может просесть до 1,7–2,1 млн барр./сут на фоне дальнейшего роста государственного долга (с выплатой почти 4,2 млрд долларов только в октябре – ноябре).

Что же касается России, то динамика её нефтедобычи ставит всё новые рекорды. И в связи с этим ожидание роста себестоимости барреля не представляется столь уж однозначным. Более того – западные отраслевые эксперты склонны всё более скептически воспринимать подобные сигналы, устав, очевидно, от ожидания «полного краха» российской «нефтянки» при последовательном прохождении мировыми ценами рубежей в 50, 40, 30 долл./барр. и т. д.

Правда, скепсис вызывают и противоположные оценки – вроде безубыточного производства на уровне 2–2,7 долл./барр.

Табл. 2. Средняя стоимость добычи нефти по основным статьям расходов, долл./барр.

Страна	Капитальные расходы		Производственные затраты		Админ./Трансп. расходы		Валовый налог		Всего	Коррекция
	долл./барр.	%	долл./барр.	%	долл./барр.	%	долл./барр.	%		
Великобритания	22,67	51,1	17,36	39,2	4,30	9,7	0	0	44,33	–8,17
Бразилия	16,09	46,0	9,45	27,0	2,8	8,0	6,66	19	34,99	–13,81
Нигерия	13,10	45,2	8,81	30,4	2,97	10,2	4,11	14,2	28,99	–2,51
Венесуэла	6,66	24,1	7,94	28,7	2,54	9,2	10,48	37,9	27,62	+4,12
Канада	9,69	36,4	11,56	43,4	2,92	11,0	2,48	9,3	26,64	–14,36
США (сланец)	7,56	32,4	5,85	25,1	3,52	15,1	6,42	27,5	23,35	–12,95
Норвегия	13,76	64,6	4,24	19,9	3,12	14,6	0,19	0,9	21,31	–14,79
США (не сланец)	7,70	36,7	5,15	24,5	3,11	14,8	5,03	24,0	20,99	–15,31
Индонезия	7,65	38,8	6,87	34,9	3,63	18,4	1,55	7,9	19,71	...
Россия	5,10	26,5	2,98	15,5	2,69	14,0	8,44	43,9	19,21	+2,01
Ирак	5,03	47,5	2,16	20,4	2,47	23,4	0,91	8,6	10,57	–0,13
Иран	4,48	49,3	1,94	21,4	2,67	29,4	0	0	9,08	–3,52
Саудовская Аравия	3,50	38,9	3,0	33,4	2,49	27,7	0	0	8,98	–0,92

Источники: Rystad Energy Upstream Database, WSJ.

лишь Венесуэла и Россия, для которых порог себестоимости был приподнят (на 4 и 2 долл./барр. соответственно). Лидерами по снижению этого показателя (вполне ожидаемо) оказались США и Канада, а также (несколько неожиданно) Норвегия. Наконец, практически не изменились оценочные данные по себестоимости добычи «чёрного золота» в Саудовской Аравии и Ираке, в то время как Иран преподнёс очередной оптимистичный сюрприз.

В целом же, если верить скорректированным оценкам, к апрелю 2016 г. (при котировках 43–45 долл./барр.) в зоне повышенного риска оставались добывающие компании лишь Великобритании, а при текущих ценах (46–47 долл./барр. на конец сентября) и они могут вздохнуть с некоторым облегчением. Кстати, средняя стоимость извлечения «английского барреля» уменьшилась как раз за счёт коррекции оперативных расходов, в то время как в Норвегии это произошло, главным образом, благодаря изменениям в графе капитальных затрат.

Характерно, что повышение порога себестоимости добычи для Венесуэлы и России сопровождается существенным снижением ожидаемой доли капитальных расходов (на 16,8% и 25,24%). В случае с Венесуэлой подобные трансформации в целом достаточно адекватно отражают непростое экономическое положение в стране, дополнительно осложняемое затяжным политическим кризисом. По итогам 2015 г. страна установила печальный рекорд падения валового внутреннего продукта среди стран ОПЕК (–37%), при этом бюджетный дефицит вырос с 14% почти до 25% ВВП. В текущем году эти негативные тенденции могут получить своё дальнейшее развитие вследствие продолжающегося падения добычи нефти. Согласно предварительным прогнозам (IEA,

Хотя аналитики и не отрицают реальности подобных показателей, но только для отдельных месторождений традиционной (конвенциональной) нефти.

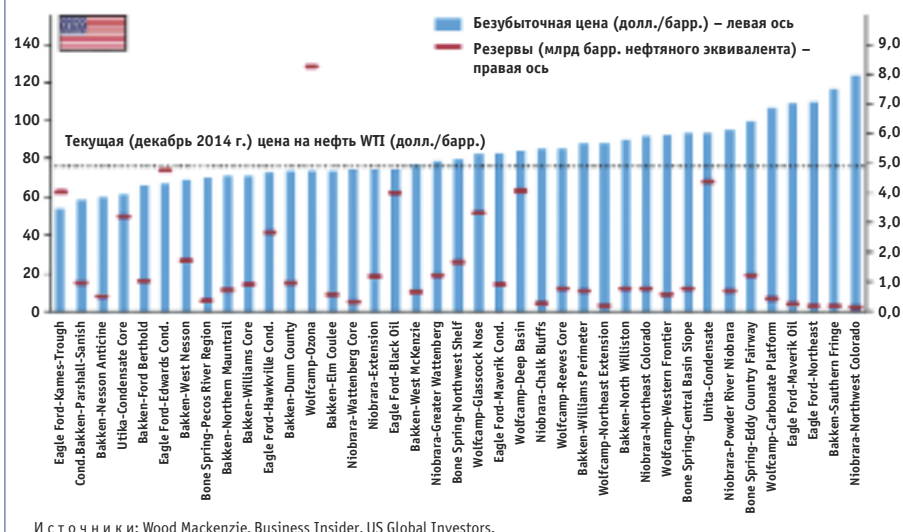
Что касается приводимых в табл. 1–2 данных по себестоимости, оценки для России в них представляется целесообразным корректировать с учётом спреда в 3–4 долл./барр. между марками Brent (принятой в качестве базовой специалистами Rystad Energy) и Urals. Например, известный на Западе экономист российского происхождения Константин Гурджиев (профессор Дублинского университета) с учётом этого фактора определяет ценовой порог безубыточной добычи нефти в России на уровне 7,5–10 долл./барр. Заметим, что верхняя грань этого диапазона совпадает с аналогичными прогнозными значениями агентства Goldman Sachs, которые ещё сравнительно недавно (до оглашения результатов добычи российской нефти в августе и сентябре 2016 г.) могли показаться сенсационными...

Себестоимость разработки резервов сланцевой нефти в России по различным источникам оценивается в 20–25 долл./барр., что сопоставимо с усреднённым показателем для США. Впрочем, вопрос устойчивости американских сланцевых производителей к ценовому прессингу настолько важен, что на нём стоит остановиться несколько подробнее.

Секреты «плавающей» безубыточности

В отличие от России, значительное сокращение доли капитальных расходов в общей цене «американского барреля» (на 24,67%) по версии WSJ сопровождалось не ростом, а снижением ожидаемой стоимости его добычи, причём довольно значи-

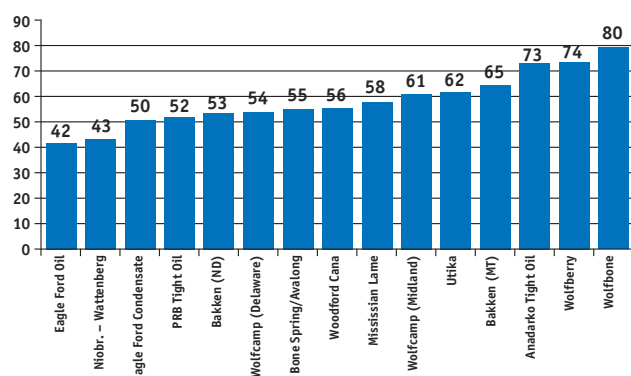
Рис. 1. Предполагаемые уровни безубыточного производства для ключевых сланцевых разработок США (прогноз ноября 2014 г.)



тельным (минус 12,95 долл./барр. для сланца и минус 15,31 долл./барр. для традиционных ресурсов). Скорректированные показатели для сланцевого (23,35 доллара) и конвенционального (20,99) баррелей лишь с большой натяжкой можно считать логически связанными с «волшебным» средним значением в 36,30 долл./барр. менее чем полугодовой давности. Тем не менее подобная динамика подтверждает существование любопытной тенденции – проседание (и довольно значительное) «предельного» порога официальной безубыточности национальной нефтедобычи по мере снижения мировых цен на нефть. Как показывает недавняя история, особенно это характерно именно для сланцевых разработок, как важнейшего резерва для осуществления перспективных энергетических планов США.

Любопытно вспомнить, какими представлялись в отраслевых источниках рубежи безубыточной добычи для основных регионов сланцевых разработок в стране осенью 2014 г., накануне резкого снижения нефтяных котировок, которые уже тогда балансировали на грани 78–80 долл./барр. (см. рис. 1).

Рис. 2. Средняя безубыточная цена по основным сланцевым разработкам США в январе 2015 г., долл./барр.



При минимальных значениях безубыточности в 55–57 долл./барр. (бассейн Eagle Ford) видимый комфортный диапазон для основной части операторов составлял 65–85 долл./барр., средняя допустимая цена (без учёта весовых характеристик) – порядка 87 долл./барр. При снижении цен на продолжительный период коридор 50–55 долл./барр. рассматривался уже в качестве критического. Но проходит буквально несколько месяцев. Нефтяные котировки на мировом рынке опускаются ниже 50 долларов (вплоть до 45 долл./барр.), сланцевые же операторы, тем не менее, демонстрируют все новые резервы прочности (см. рис. 2).

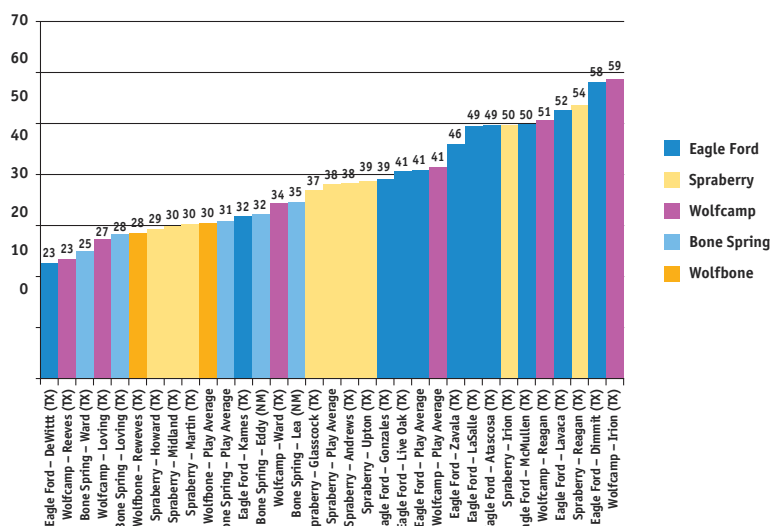
Согласно оценкам уже упоминавшейся Rystad Energy, средний уровень безубыточности для основных сланцевых проектов в США к январю 2015 г. опускается до 58 долл./барр. При этом ключевые месторождения Eagle Ford и Niobrara остаются экономически жизнеспособными и при ценах ниже заветных 50 долл./барр.

Однако и это ещё не предел. В конце января 2016 г. цены на нефть наконец-то пробили рубеж в 30 долларов, опустившись до 28–26 долл./барр. И что же? Обещанного «Ойлмагеддона» и на этот раз не случилось. Зато появились любопытные данные Bloomberg Intelligence, характеризующие необыкновенную выживаемость сланцевых операторов даже в подобных условиях (см. рис. 3).

Судя по приведённым величинам, для 33 основных районов сланцевой нефтедобычи уровень цен в 60 долл./барр. оказался далеко не столь жизненно важным, как это принято было считать ранее. И это ещё не всё – более 70% из них могут работать и при котировках менее 50 долл./барр., а почти 55% – менее 40 долл./барр. Среднее же значение безубыточности добычи сланцевой нефти при этом опустилось до 38,5 долл./барр., то есть более чем в два раза по сравнению с уровнем, декларировавшимся в начале ценового кризиса. Наконец, по крайней мере в шести районах с минимальными порогами безубыточности (22,5–28 долл./барр.), операторы могут переждать проседание цен и ниже 30 долларов.

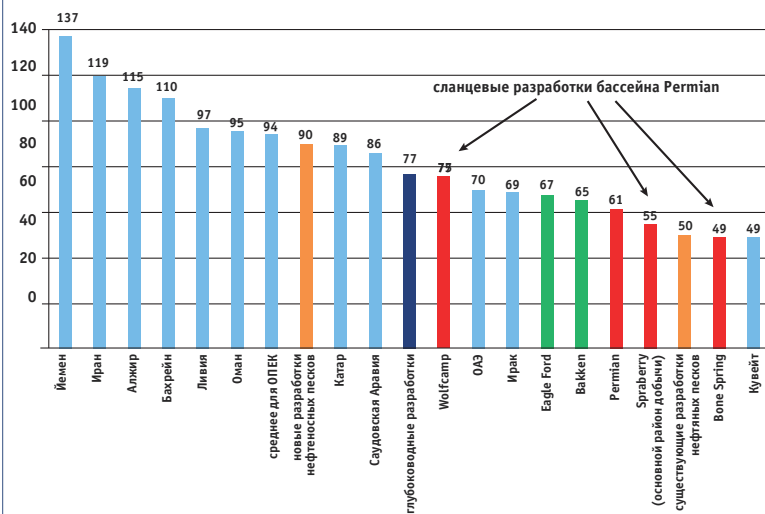
На фоне этих результатов усреднённая оценка стоимости добычи барреля для всей сланцевой отрасли США по версии WSJ

Рис. 3. Безубыточные уровни основных сланцевых разработок в США на февраль 2016 г., долл./барр.



Источник: Bloomberg Intelligence.

Рис. 4. Предполагаемые уровни нефтяных цен для безубыточной добычи на 2016 г. по основным странам-производителям, долл./барр.



Источники: IMF, Rystad Energy, Suncor, Cenovus, Labyrinth Consulting.

(23,35 доллара) представляется чрезмерно оптимистичной. Тем не менее исследования Bloomberg Intelligence имеют несомненный интерес как пример так называемого «измерения глубины методом погружения на дно». Иными словами, по мере снижения мировых цен на нефть оставшимся на плаву сланцевым операторам поневоле приходится корректировать открытые данные о своей работе (учитываемые аналитическими агентствами) или выходить из игры. Опустись мировые котировки нефти ещё ниже, возможно, мы бы стали свидетелями новых рекордов живучести добывающих компаний, причём не только в США. Однако вместо этого цены начали восходящее движение, успев дважды (пока) протестировать заветный порог в 50 долл./барр. А вместе с ними, как и следовало ожидать, постепенно «всплывает» и официальная безубыточность сланцевой нефти. Теперь уже британ-

ская Financial Times со ссылкой на исследования специалистов Wood Mackenzie сообщила, что для месторождений бассейна Permian (Bone Spring и Wolfcamp) этот показатель в среднем составляет 35–40 долларов, Eagle Ford – 48–50, а для разработок Bakken и Niobrara – 58 и 62 долл./барр. соответственно.

Подсчитали – проследились?

Впрочем, некоторые отраслевые эксперты считают и эти уровни слишком оптимистичными. Так, специалисты аналитической компании Labyrinth Consulting (США) предполагают, что исходные данные Wood Mackenzie принимают во внимание лишь расходы на проходку скважины, запуск её в эксплуатацию и часть оперативных затрат (нетто) без учёта роялти, подоходного налога и т. д. С добавлением всех этих величин пороговые значения безубыточных цен заметно возрастают (см. рис. 4).

Скорректированные показатели для разработчиков неконвенциональной нефти (сланцевые месторождения США + битуминозные пески Канады) приведены совместно с аналогичными данными для ведущих производителей из числа стран ОПЕК. При этом ценовые параметры для членов мирового нефтяного клуба учитывают требования Международного валютного фонда относительно наполнения национальных бюджетов. Кстати, по оценкам различных западных источников, для России (независимой от МВФ) порог бюджетной безубыточности находится в пределах 82–85 долл./барр. То есть наша страна занимает вполне достойное место, опережая ОПЕК в среднем и Саудовскую Аравию в частности.

Таким образом, от предельных безубыточных цен, гарантирующих операторам физическое выживание, мы переходим к пороговым значениям, позволяющим государствам ОПЕК сбалансировать свои бюджеты, сланцевым/битуминозным операторам – продемонстрировать банкам свою кредитоспособность, а акционерам – надежду на прибыль. Чем больше реальная мировая цена «чёрного золота» отличается от ожидаемой безубыточной, тем больше национальные правительства вынуждены прибегать к внешним займам, распродавать государственные активы (например, акции нефтяных корпораций) и/или повышать налоги. Выбор частных компаний при этом более ограничен – остаётся получить кредит в банке или объявить себя банкротом.

При всей неоднозначности (даже на фоне цен, подпрыгнувших после сентябрьской встречи в Алжире, все участники рейтинга пока работают себе в убыток) подобный подход обладает важным преимуществом, а именно позволяет решить вопрос о стоимости нефтяного барреля с учётом фискальной безубыточности. С этой точки зрения позиции операторов неконвенциональной нефти выглядят довольно обнадеживающими, особенно с учётом «плаучести» ценового порога физической выживаемости. Другое дело, смогут ли они в ожидании комфортных рыночных цен удерживать объёмы добычи, достаточные для сохранения экспортных ниш, и насколько им хватит кредитной «подушки безопасности»? Ведь пока толстый похудеет, худой рискует засохнуть (пока толстый сохнет, худой сдохнет) – против этой простой истины бесильны любые математические ухищрения.



МАСЛА ЛУКОЙЛ: ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



Россия 119180 Москва
ул. Малая Якиманка, 6
тел. : +7 (495) 627-40-20
masla-sales@lukoil.com
www.lukoil-masla.ru

Всё ли могут короли?



Насколько прочным способен оказаться «нефтяной альянс» между Москвой и Эр-Риядом?

Константин СЕРГЕЕВ

Устойчивость новой «нефтяной оси» Россия – Саудовская Аравия зависит от того, насколько Москва и Эр-Рияд сумеют согласовать свои позиции по распределению экспортных ниш, особенно в азиатском сегменте рынка. Этим же во многом обусловлена судьба достигнутых ранее соглашений о возможном сокращении добычи «чёрного золота» или (хотя бы) её замораживании на текущих уровнях.

Предварительная договорённость об ограничении нефтяных квот, принятая 28 сентября под занавес встречи членов ОПЕК на Энергетическом саммите в Алжире, явилась ожидаемым следствием совместного российско-саудовского заявления, сделанного тремя неделями ранее. Стратегический характер возможного сотрудничества двух крупнейших производителей, нацеленный на достижение баланса спроса и предложения на рынке нефти, не вызывает сомнения. Остаются открытыми лишь вопросы о том, насколько оно выдержит проверку рынком и какими, в конечном счёте, окажутся реальные уровни, на которых производство нефти в обеих странах действительно будет заморожено.

Тем более что после того как предложение о фиксировании добычи «чёрного золота» на уровне начала 2016 г. не получило поддержки большинства основных производителей (в том числе и в ходе апрельского саммита ОПЕК в Дохе), ни Москва, ни Эр-Рияд не теряли времени даром.

ВРЕМЯ РАБОТАЕТ НА РОССИЮ

Российским добывающим компаниям после некоторого проседания в апреле – мае нынешнего года удалось добиться значительного роста добычи. По итогам сентября она достигла 11,1 млн барр./сут (см. рис. 1). Отметим, что это уровень гораздо ниже того, который был зафиксирован по итогам первых трёх недель месяца – 11,75 млн барр./сут (по данным заместителя министра энергетики К. Молодцова). Однако он на 200 млн барр./сут превышает январский рубеж в 10,9 млн барр./сут, на котором в своё время Россия готова была остановиться при условии адекватной реакции своих потенциальных конкурентов.

Впрочем, реальные достижения российских добывающих компаний по итогам сентября могут быть и выше 11,1 млн барр./сут. Как отмечают некоторые западные аналитические агентства (в частности, Bloomberg), эти данные, далеко не случайно озвученные как раз во время «консультативной» встречи ОПЕК в Алжире, отражают результат 27 дней



сентября. С этого рубежа остаётся недалеко и до 11,4 млн барр./сут, достигнутых по итогам 1987 г. и остающихся абсолютным рекордом отечественной «нефтянки».

Возможность дальнейшего наращивания Россией объёмов нефтедобычи вызывает на Западе определённое беспокойство. Тем более что уже на следующий день (29.09) после достижения членами ОПЕК предварительного соглашения об ограничении производства нефти глава Минэнерго Александр Новак заявил: страна пока не собирается пересматривать свои планы относительно масштабов производства. При этом подчёркивалось, что предшествующие переговоры по данному вопросу (в частности, с ОПЕК) касались замораживания добычи на существующих, а не на сниженных уровнях.

Согласно предварительным оценкам западных экспертов, возможности России по увеличению добычи нефти оцениваются в 1,5–2% в месяц, что означает потенциальную прибавку – 160–220 тыс. барр./сут. Заметим, что приводимые оценки ещё довольно скромны: по сравнению с августом месячный прирост в сентябре достиг 3,7%, а всплеск мировых цен на фоне ожидания сокращения добычи странами ОПЕК лишь катализирует этот процесс. Таким образом, если «внимательное изучение» Москвой предложений мирового нефтяного клуба продлится до ноября 2016 г. (когда ОПЕК намерена окончательно определиться с новыми квотами), это даст России возможность дополнительно увеличить добычу, используя достигнутые объёмы в качестве весомого козыря в дальнейших переговорах по уровням её замораживания. Если же

(что ещё более вероятно) конкретное обсуждение этих вопросов будет отложено до начала 2017 г., то темпы месячного прироста могут быть ещё более увеличены. В качестве основных краткосрочных резервов для этого называют начало промышленной эксплуатации Сузунского («Роснефть») и Филановского («ЛУКОЙЛ») месторождений, а также расширение мощностей Восточно-Мессояхского промысла («Газпром нефть»). Таким образом, в сложившейся ситуации время явно работает на Россию.

АРАБСКИЕ СКАЗКИ

Что же касается Саудовской Аравии, то она, похоже, занимает в данном вопросе сходную позицию. После выразительно-

го проседания добычи в ожидании компромисса в Дохе (с февраля по апрель) королевство также взяло курс на наращивание производства «чёрного золота» (см. рис. 2).

Некоторое уменьшение этого показателя в августе (примерно на 40 тыс. барр./сут) вряд ли обещает формирование нисходящей тенденции. Скорее всего, его можно рассматривать как выжидательную паузу в преддверии переговоров в Алжире. Ожидаемый с учётом этих факторов дальнейший рост добычи в сентябре (вплоть до 10,850 млн барр./сут) и октябре (11 млн барр./сут) может показаться избыточно оптимистичным, но вполне допустимым.

Во-первых, в отличие от остальных производителей (причём не только членов ОПЕК) Саудовская Аравия действительно обладает значительными резервными мощностями, которые могут быть оперативно введены в действие. Согласно оценкам Международного энергетического агентства (IEA), эти резервы хоть и сократились с начала текущего года на 300–400 тыс. барр./сут, но всё ещё достигают порядка 2 млн барр./сут.

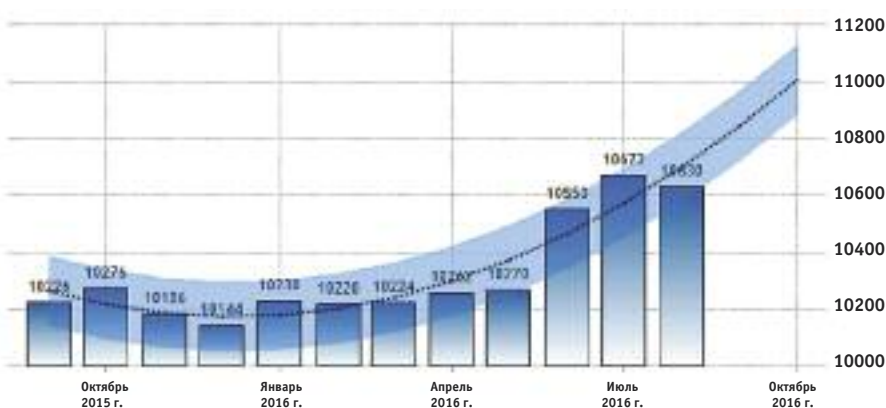
Во-вторых, слухи о «смертельных ударах» пикирующих нефтяных котировок по саудовской экономике могут оказать столь же (если не более) преувеличенными, как и утверждения о тяжёлых последствиях «нефтяного коллапса» для экономики российской. Согласно предварительным данным МВФ, в текущем

Рис. 1. Динамика добычи нефти в России, млн барр./сут



Источники: Министерство энергетики РФ, Bloomberg.

Рис. 2. Динамика добычи нефти в Саудовской Аравии, млн барр./сут



Источники: Министерство энергетики, промышленности и добычи природных ресурсов Саудовской Аравии, Секретариат ОПЕК, Tradingeconomics.

году Эр-Рияду всё же удастся сократить бюджетный дефицит с 16% до 13,5%. Конечно, это будет сопровождаться дальнейшим размытием валютных резервов, которые к началу 2017 г. рискуют сократиться до 460–440 млрд долларов. Однако и в этом случае Саудовская Аравия будет опережать по их объёму практически все страны мира (за исключением разве что Швейцарии) и превосходить по этому показателю, например, Германию почти в 2,5, а США – в 3,7 раза.

В-третьих, обещать – не значит жёститься. Ожидание (пусть даже и длительное) сокращения добычи «чёрного золота» странами ОПЕК вполне устраивает Эр-Рияд. Один только намёк на это удерживает мировые цены на нефть вблизи заветной отметки – 50 долл./барр., причём её себестоимость в Саудовской Аравии не превышает 9,9 долл./барр.

Кстати, возглавляя список возможных кандидатов на обрезание квот добычи, Эр-Рияд вряд ли пойдёт на то, чтобы взять на себя всю тяжесть последствий. Так что информация (из источников, «пожелавших, конечно, остаться анонимными») о саудовском предложении уменьшить собственную добычу аж на 500 тыс. (из 740–760 барр./сут общего сокращения для ОПЕК) вряд ли заслуживает доверия при сложившихся обстоятельствах.

СПРОСУ НЕ УГНАТЬСЯ ЗА ПРЕДЛОЖЕНИЕМ

С учётом перечисленных факторов прогноз ОПЕК относительно динамики нефтедобычи в Саудовской Аравии (см. табл. 1) представляется достаточно реальным. Примечательно, что эти вели-

чины почти идентичны самым сдержанным оценкам перспектив российской «нефтянки» на тот же период. В частности, эксперты Агентства энергетической информации США полагают, что в IV квартале 2016 г. среднесуточная добыча «чёрного золота» в России составит 10,5, в I кв. 2017 г. – 10,2, а в 2020 г. – 10,8 млн барр./сут. Значительная часть данных объёмов уже сейчас направляется на экспорт, причём в случае с Россией эта доля растёт заметно динамичнее (см. табл. 2).

Можно ожидать, что в ближайшие годы доля экспорта в общих объёмах добычи обеих стран будет лишь увеличиваться (в частности, за счёт применения энергосберегающих технологий для внутренних нужд национальных экономик и т. п.). Соответственно, будет нарастать конкуренция за сохранение и расширение экспортных ниш, тем более что на рынке становится тесновато.

Согласно данным сентябрьского обзора (OMR) Международного энергетического Агентства (IEA), глобальное предложение нефти (96,9 млн барр./сут) по-

прежнему превышает спрос, а темпы его снижения представляются недостаточными для достижения баланса в краткосрочной перспективе. К тому же основные производители, официально заявляя о своей готовности к замораживанию и даже сокращению добычи, по-прежнему стремятся её нарастить.

Что же касается спроса на «чёрное золото», то он обнаруживает тенденцию к замедлению роста. По итогам 2016 г. ожидается его увеличение на 1,3 млн барр./сут (до 96,1 млн барр./сут), то есть на 100 тыс. барр./сут меньше, чем это предполагалось в августе. В I квартале 2017 г. прогнозируется небольшая восходящая коррекция этого показателя (до 96,5 млн барр./сут), впрочем также ниже ожидаемой ранее (на 200 тыс. барр./сут).

При этом существенное замедление темпов роста спроса на нефть ожидается не только в Европе (впервые с середины 2014 г.), но и в Азии. Между тем, именно на долю азиатского сегмента приходится до двух третей всего нефтяного экспорта Саудовской Аравии. Сюда же по вполне понятным причинам обращено внимание и российских компаний, заинтересованных в расширении своего присутствия на перспективных рынках. Целью номер один в этом списке, безусловно, является Китай, сбалансированное удовлетворение запросов которого и может стать первым экзаменом для нефтяной оси Москва–Эр-Рияд.

БИТВА ЗА ПОДНЕБЕСНУЮ

На фоне отчётливого снижения собственной добычи (только за 8 месяцев нынешнего года этот показатель просел более чем на 300 тыс. барр./сут – до 3,89 млн барр./сут) Китай вынужден наращивать объёмы нефтяного импорта.

Дополнительным стимулом для расширения закупок стало желание Пекина воспользоваться периодом низких цен на

Табл. 1. Прогноз производства нефти в Саудовской Аравии, млн барр./сут

Период	III кв. 2016 г.	IV кв. 2016 г.	I кв. 2017 г.	II кв. 2017 г.	2020 г.
Объём добычи	10,22	10,180	10,30	10,540	11,00

Источники: Секретариат ОПЕК, Tradingeconomics.

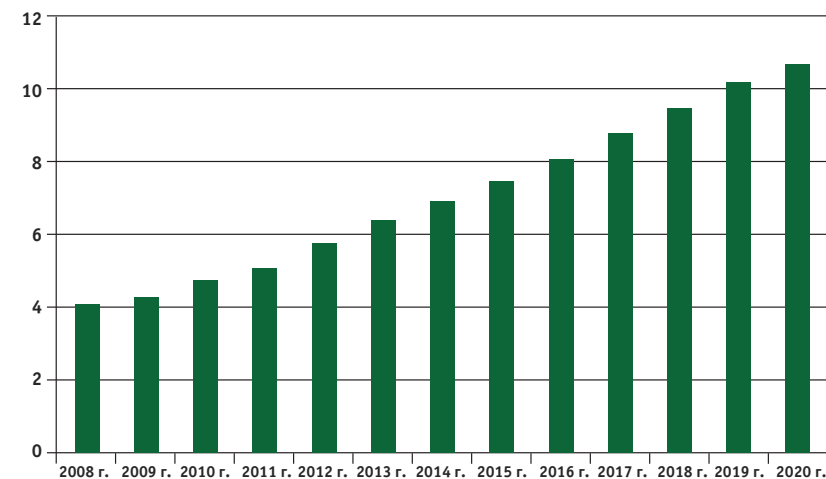
Табл. 2. Динамика объёмов экспорта нефти, млн барр./сут

Период	2015 г.	Изменения к 2014, %
Саудовская Аравия	7,1633	+1,1%
Российская Федерация	4,8975	+9,1%

Источники: Секретариат ОПЕК, IEA.

энергоносители для пополнения своих стратегических резервов. Особое значение при этом придавалось 2016–2017 гг., по итогам которых объёмы стратегического запаса предполагалось довести до 300 млн барр., то есть более половины из 550 млн барр., которые страна намерена накопить к 2020 г. Свидетельством зна-

Рис. 3. Прогноз импорта нефти Китаем, млн барр./сут



Источник: PFC Energy.

Табл. 3. Крупнейшие поставщики нефти в Китай

Страны	Доля в общем импорте нефти Китая, %			Импорт в 2015 г. (млн т)	Изменения 2015 г./2014 г.	Импорт 01-08. 2016 г. (млн т)
	2013 г.	2014 г.	2015 г.			
Саудовская Аравия	19	16	15,27	50,55	+2,1%	34,84
Российская Федерация	9	11	11,92	39,48	+28,0%	34,14
Ангола	14	13	10,7	35,37	-3,9%	30,21
Оман	9	10	8,7	28,94	+9,1%	22,89
Ирак	8	9	7,5	24,82	+10,3%	22,44
Иран	8	9	7,3	24,36	-2,1%	20,55
Венесуэла	6	4	4,5	14,77	+20,7%	10,74
Кувейт	3	3	3,8	12,68	+42,6%	9,55
Бразилия	2	2	3,6	12,07	+102,1%	8,84
ОАЭ	4	4	3,3	10,94	+0,3%	7,66

Источники: Таможенная служба КНР, EIA, IEA.

чительного увеличения импорта «чёрного золота» Китаем в ближайшие годы можно считать и ускоренные темпы строительства хранилищ для него. Только в 2016 г. их объёмы планируется нарастить на 70–90 млн, в то время как раньше эти планы ограничивались лишь 30–40 млн барр.

Таким образом, несмотря на общее снижение темпов развития мировой экономики, Поднебесная способна практически удвоить закупки нефти, облегчая импортёрам достижение хотя бы временного баланса интересов. Однако подобная перспектива, вероятнее всего, будет носить лишь краткосрочный характер. С учётом замедления экономического роста в самом Китае (менее 7% по итогам 2016 г. с последующим снижением до 6,5% к 2020 г.) амбициозные планы нефтяного импорта (см. рис. 3) на тот же период могут быть существенно скорректированы.

Дополнительным фактором временного сокращения спроса в состоянии стать рост цен на нефть вследствие согласованного снижения добычи основными производителями. Таким образом, рекордный 15-процентный прирост закупок нефти, достигнутый Поднебесной по итогам восьми месяцев нынешнего года (239,98 млн т), рискует не получить своего дальнейшего развития. Стагнация (и возможное сокращение) спроса будет способствовать обострению конкуренции среди импортёров, тем более что предпосылки к этому существуют уже не первый год (см. табл. 3).

Как видно, первая тройка стран, обеспечивающих свыше 76% китайского нефтяного импорта, за неполные три года претерпела заметные изменения. По итогам 2015 г. Россия стала второй по объёмам и доле поставок, потеснив Анголу. Саудовская Аравия, напротив,

постепенно уступает свою долю китайского рынка. Несмотря на то что по результатам прошлого года Эр-Рияду удалось увеличить ввоз нефти в КНР почти на 1 млн барр./сут, его доля в общем нефтяном импорте Поднебесной сократилась до 15,27%. Это означало потерю 0,7% по сравнению с 2014 г. и почти 5% по сравнению с 2012-м.

Да и темпы прироста физических объёмов поставок явно замедляются (+1% по итогам января – августа 2016 г.), в то время как Россия продолжает их наращивать (+30% за тот же период). В результате, по данным Государственной таможенной службы Китая, к сентябрю разрыв между ведущими импортёрами составлял порядка 700 тыс. т в пользу Эр-Рияда. К тому же при средней стоимости нефти 302,82 доллара за тонну российским компаниям в рассматриваемый период удалось заработать на её поставках 10,34 млрд долларов, то есть опередить своих саудовских коллег, у которых этот показатель составил всего лишь 10,15 млрд (при средней цене 291,29 доллара за тонну).

Таким образом, лидерские позиции Саудовской Аравии в нефтяном сегменте китайского рынка по итогам текущего года (а тем более 2017 г.) уже не представляются бесспорными. К тому же, наряду с возможностями по наращиванию объёмов добычи, Россия обладает ещё и резервами по удешевлению её транспортировки. Сегментирование рынка энергоносителей Китая в последние годы всё настойчивее свидетельствует в пользу своеобразного «резервирования» квоты сухопутных (трубопроводных) поставок за РФ. Одновременно нарастает конкурентное напряжение в секторе морских перевозок, где основными соперниками оказываются Саудовская Аравия и Иран. По итогам января – августа нынешнего года последнему удалось нарастить поставки нефти в КНР почти на 26%. Окончательное же возвращение Тегерана на глобальный рынок в качестве полноправного экспортного игрока может ещё больше осложнить Эр-Рияду задачу по удержанию экспортных ниш не только в Китае, но и во всём Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Кроме того, дисбаланс предложения и спроса на «чёрное золото» грозит ещё больше обострить борьбу за рынки Индии, Японии, Южной Кореи, а заодно и проверить на прочность предварительные договорённости «нефтяных королей».



Уважаемые сотрудники компании ЛУКОЙЛ!

От всей души поздравляю вас со знаменательным событием — 25-летним юбилеем деятельности вашей родной компании!

Самоотдача и высочайший профессионализм коллектива — основа того, что этот замечательный праздник ЛУКОЙЛ встречает в ранге одной из крупнейших мировых нефтяных компаний.

Ответственное отношение к ресурсам и экологии, использование современных технологий, эффективное управление компанией — эти качества были присущи компании на протяжении всего времени развития. Уверен, что накопленный опыт и знания позволят реализовать стратегические планы и достигнуть новых высоких результатов.

Специализируясь на страховании крупных корпоративных рисков, ОАО «Капитал Страхование» в составе Группы РОСГОССТРАХ уделяет особое внимание совершенствованию предоставляемых услуг и сервиса. Мы гордимся тем, что ЛУКОЙЛ из года в год доверяет страховую защиту нашей компании.

С праздником, дорогие коллеги и друзья!

Генеральный директор
ОАО «Капитал Страхование»,
Группа компаний РОСГОССТРАХ
Олег Тронеv



О РЕАЛИЗАЦИИ АКЦИЙ

ОАО «Лычакгеология» и ОАО «Нижнечирскгеология», а также прав требования к данным обществам



ООО «АСВ ресурс» (ОГРН 1152304001332) рассматривает возможность **одновременной (одним лотом) реализации** принадлежащих ему по праву собственности 78,9% акций ОАО «Лычакгеология» (ОГРН 1123025001065), 78,9% акций ОАО «Нижнечирскгеология» (ОГРН 1123025001054), а также прав требования к данным обществам.

Приоритетными направлениями деятельности ОАО «Лычакгеология» и ОАО «Нижнечирскгеология» являются добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа, а также извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа.

Общества имеют исключительные **права на разработку участков недр, расположенных в Волгоградской области Российской Федерации:**

- ОАО «Лычакгеология» – на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Муравлинского, Сенновского и Фроловского участков недр;
- ОАО «Нижнечирскгеология» – на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Сысоевского, Логовского, Сафроновского, Пугачёвского и Басакинского участков недр, а также на разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Миронычевского участка недр.



Сроки действия лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья **истекают в 2032–2033 гг.**, срок действия лицензии на разведку и добычу углеводородного сырья истекает **в 2028 г. Лицензии актуализированы.**

В настоящее время на части участков недр проводятся сейсморазведочные работы, по результатам которых уже выявлен ряд нефтегазоперспективных объектов, на наиболее перспективные структуры подготовлены паспорта.

Участки недр характеризуются неглубоким залеганием нефтегазоперспективных объектов. Характерной чертой участков недр является достаточно хорошая изученность территории структурным и поисково-разведочным бурением. На участках недр расположены значительные запасы нефти и газа.

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

ОБРАЩАЕМ ВНИМАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИОБРЕТАТЕЛЕЙ АКТИВОВ НА ТО, ЧТО УСЛОВИЯ ПРИОБРЕТЕНИЯ АКТИВОВ ПО СРАВНЕНИЮ С РАНЕЕ ОПУБЛИКОВАННЫМИ СУЩЕСТВЕННО УЛУЧШИЛИСЬ.

Надёжность versus прибыль

Объективный анализ финансовой отчётности нефтегазовых компаний позволяет сделать вывод об их экономической устойчивости и привлекательности для инвесторов



Александр КОЛОСКОВ,
директор Автономной некоммерческой организации «Независимая финансовая экспертиза»

В мае – июне 2016 г. были опубликованы финансовые отчёты большинства публичных акционерных обществ (ПАО), работающих в России. Появилась возможность обработать эти данные, провести статистические обобщения и сделать выводы о результатах деятельности предприятий различных отраслей промышленности.

Автономная некоммерческая организация «Независимая финансовая экспертиза» (НзФЭ) на протяжении ряда последних лет проводит исследования крупнейших предприятий России. В качестве исходной информации используются данные годовой либо квартальной бухгалтерской отчётности акционерных обществ, работающих в нефтегазовой сфере. Как правило, данная отчётность формируется в двух стандартах. Это российские стандарты бухгалтерского учёта (РСБУ) и международные стандарты финансовой отчётности (МСФО). НзФЭ использует только отчёты, выполненные в соответствии с РСБУ. Это исключает ненужное дублирование оценочных методик международных рейтинговых компаний, основанных на анализе данных в соответствии с МСФО. Рейтинговые оценки «большой тройки» (Fitch, Moody's и Standard & Poor's) признаны международным сообществом, поэтому при правильной методике анализа из одних и тех же данных получатся аналогичные результаты. Поскольку повторять то, что уже сделано, нет никакого смысла, была предпринята попытка использовать в качестве исходных данных отчётность по РСБУ. Посмотреть на одну и ту же компанию с разных точек зрения, то есть основываясь на разных формах её отчётности, никогда не будет лишним ни для инвесторов, ни для других заинтересованных лиц.

НЕФТЬ: ОБЪЕКТИВНО И НАГЛЯДНО

ВИНК были созданы в результате реализации Указа Президента РФ от 17 ноября 1992 г. № 1403 «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения». В результате данного акционирования и последующих рыночных операций с ценными бумагами сформировались ВИНК в их современном виде. Интересно, что ни одна из них не была организована «с нуля», все они были собраны из активов, созданных ещё в СССР и переходящих «из рук в руки» в современной России.

Анализ финансового положения компаний может быть оперативным и общим. *Оперативный* анализ выполняется по заказу предприятия и служит для выявления причин внезапно возникших финансовых, управленческих и других проблем. Его итогом является перечень конкретных способов устранения этих проблем, относящийся к служебной информации и не подлежащий разглашению.

«Контрольными точками» для оперативного анализа служат результаты последнего *общего* анализа, который, как правило, проводится ежегодно. Он выполняется на основании публичной годовой отчётности и не содержит инсайдерской информации.

В процессе последних исследований финансовой отчётности ВИНК решались следующие задачи:

- рассчитать комплексный показатель надёжности/финансовой эффективности (КПНЭ) наиболее крупных предприятий нефтегазового сектора России, значительная часть которых имеет статус «голубые фишки»;
- определить тенденцию развития отрасли на краткосрочную перспективу;

- составить рейтинг¹ компаний в соответствии с их КПНЭ и оценить рискованность инвестирования в каждую из них;

- выяснить степень надёжности/эффективности компаний с государственным участием и определить, существует ли необходимость их приватизации.

Объективность результата анализа определяется четырьмя особенностями применяемой методики расчётов. Во-первых, вся отчётность получена из открытых, общедоступных источников. Никаких «своих» каналов получения информации у НзФЭ нет.

Во-вторых, отчётность предоставляется сами компании в соответствии с действующим законодательством, следовательно, она не содержит инсайдерской информации, использование которой было бы неэтично.

В-третьих, для всех компаний применяется единая методика вычислений, описанная в тематической литературе. Это определяет важнейшее свойство проведённого анализа – независимость от «человеческого фактора». Эксперт не может, даже если захочет, внести в методику свои собственные изменения. Это значит, что у него нет возможности «очернить» или «обелить» ту или иную компанию и таким образом повлиять на её итоговую оценку.

В-четвёртых, «личный вклад» эксперта в результат работы исключается ещё по одной причине. Как правило, одним из компонентов рейтинговой оценки любой компании является параметр «Прогноз», то есть её ближайшее будущее. Данный прогноз зависит от мнения конкретного эксперта и от того объёма информации о компании, которым он располагает на момент оценки. Поэтому из применяемой методики параметр «Прогноз» исключён полностью.

Перечисленные особенности приводят к тому, что субъективность экспертной оценки минимизирована.

Анализ сектора нефтегазодобычи проводился по комплексному показателю надёжности/эффективности отдельных предприятий². Сложность финансового анализа и последующей оценки его результатов состоит в том, что надёжность и финансовая эффективность коммерческого проекта – взаимоисключающие по-

казатели. Высокодоходные проекты обладают высоким риском возврата вложенных средств. Если же риск потери инвестиций минимальный, то такой проект предполагает и минимальную доходность. Поэтому любой инвестор всегда оказывается перед выбором, что ему важнее – получение высокого дохода от вложений или их сохранность. Разобраться с реальным положением дел на предприятии, объективно оценить риски и прибыльность инвестиций в компанию и наглядно донести эту информацию до интересанта – вот три главные задачи финансового анализа, если он претендует на объективность и независимость.

Методика, применяемая при экспертизе ВИНК, основана на подсчёте ряда финансовых коэффициентов. Её можно разбить на три этапа в соответствии с функциональным назначением этих коэффициентов.

Первый этап – общая, «сквозная» оценка, основанная на анализе агрегированных показателей бухгалтерской отчётности и других значимых финансовых соотношениях.

Второй этап – оценка надёжности. Её параметрами являются финансовая устойчивость, ликвидность и платёжеспособность.

Третий этап – оценка доходности. Она также характеризуется двумя параметрами: рентабельность и деловая активность.

Вычисляемые коэффициенты применяются в российских методиках финансового анализа и описаны в тематической литературе. Таким образом, КПНЭ обобщает две противоречивые характеристики финансового состояния компании – её надёжности и доходности. Для подсчёта КПНЭ используется более 40 коэффициентов. Меньшее их количество снижает точность оценки, большее не имеет смысла, так как приводит к излишней громоздкости вычислений.

Есть ещё одно обстоятельство. На этапе принятия решения инвестор (или другой интересант, например, наёмный работник) оказывается на распутье. С одной стороны, ему важна точность, с другой стороны, очевидность выбора. Но при большом количестве коэффициентов (больше 50) критерий выбора «размазывается», измельчается и приводит к бесконечным сомнениям в правильности принятого решения.

Таким образом, на основании вычисленных КПНЭ можно сравнивать компании между собой. Желательно (но не обя-

зательно), чтобы они были из одного сектора экономики. Далее интересант может выбрать среди них наиболее соответствующие его инвестиционной стратегии – либо долгосрочное инвестирование, либо спекулятивные операции, либо их сочетание в различных пропорциях.

Также следует обратить внимание на то обстоятельство, что параметры доходности (третий этап описанной методики) включают в себя характеристики рентабельности и деловой активности. Они вычисляются в два этапа.

На первом этапе в соответствии с рекомендациями, описанными в отечественной тематической литературе, экономические параметры отслеживаются только в динамике, то есть коэффициенты исследуемого года сравниваются с аналогичными коэффициентами предыдущего года. По мере расширения списка анализируемых предприятий набираются статистические показатели по отрасли. При этом 20% верхних и нижних показателей отбрасываются, оставшиеся усредняются.

На втором этапе коэффициенты рентабельности/деловой активности отдельных предприятий сравниваются с усреднёнными коэффициентами по отрасли. Итоговые характеристики при этом корректируются. Конечно, коррекция не приводит к противоположным результатам, максимально она может давать половинное изменение итогового значения. Иными словами, динамические характеристики (учитывающие сравнение с предыдущим отчётным периодом) дополняются статистическими (сопоставляющими результат каждого предприятия со средними характеристиками по отрасли). Как правило, коррекция имеет малую величину, не превышающую единиц процентов. Тем не менее на положение компании в отрасли эта коррекция может повлиять, поэтому для повышения точности подсчёта КПНЭ она включена в методику.

Обобщая, можно сказать, что применяемая методика расчётов даёт возможность разделить основные показатели финансового состояния предприятий на две категории – динамические (отслеживающие изменение отдельных функций по времени) и функциональные (обобщающие отдельные характеристики на всём временном интервале). Такое разделение поможет управленцам, владельцам, инвесторам и всем желающим сделать свои выводы о работе компании. Речь идёт, конечно, о выявлении причин

¹ В соответствии с законом от 13 июля 2015 г. № 222-ФЗ, НзФЭ не является кредитным рейтинговым агентством. Поэтому термин «рейтинг» применяется не в разрезе этого закона, а в значении «место», «позиция в списке» и в других сходных по смыслу значениях.

² Методика вычисления КПНЭ описана на сайте компании <http://www.ppnf.ru/>

финансовых успехов или «провалов» в деятельности предприятий. Здесь возможны различные варианты. Либо это причины внешние, источником которых является проводимая государственная политика. Либо же внутренние, и тогда «источник бед» – это конкретные люди, управленцы, то есть «человеческий фактор». Причины могут быть и комплексные, сочетающие первый и второй вариант. В любом случае проведенный НзФЭ анализ может облегчить принятие интересантами окончательного решения о компании.

Как остаться в плюсе

На рис. 1 показаны графики усреднённых финансовых показателей (КПНЭ) отдельных компаний отрасли на временном интервале 2009–2015 гг. На графике для каждой компании присутствуют минимальное, максимальное и среднее значения по отрасли. Сравнение значений КПНЭ конкретных предприятий с отраслевыми характеристиками наглядно демонстрирует «качество» этих компаний. По этому показателю инвестор может сделать вывод не только об эффективном размещении средств в прошлом, но, пользуясь динамическими характеристиками, и о рискованности инвестиций в будущем.

Есть компании, которые не опубликовали бухгалтерскую отчётность за какие-то годы. Тем не менее они принимают участие в оценке на общих основаниях. Результаты для таких предприятий рассчитываются как среднее от итоговых оценок за те годы, в которых они опубликовали свою отчётность. Такой подход важен для оценки динамики отрасли, хотя на графиках компаний эти годы выглядят как «белые пятна».

График поведения КПНЭ отрасли за два последних года (см. рис. 2) показывает следующее. В 2015 г. диапазон между минимальными и максимальными значениями КПНЭ значительно сузился. Это связано с тем, что в 2014 г. произошло существенное расширение диапазона между «лучшими» и «худшими» компаниями. Причины очевидны: введение международных санкций, значительное ухудшение экономической ситуации в стране и падение мировых цен на сырую нефть. В следующем, 2015 г., минимальные показатели по отрасли выросли, максимальные снизились примерно на ту же величину. Но реально они просто вернулись к положению 2013 г. Это говорит о том, что отрасль достаточно бы-

Рис. 1. Динамические характеристики по усреднённым показателям компаний нефтегазового сектора

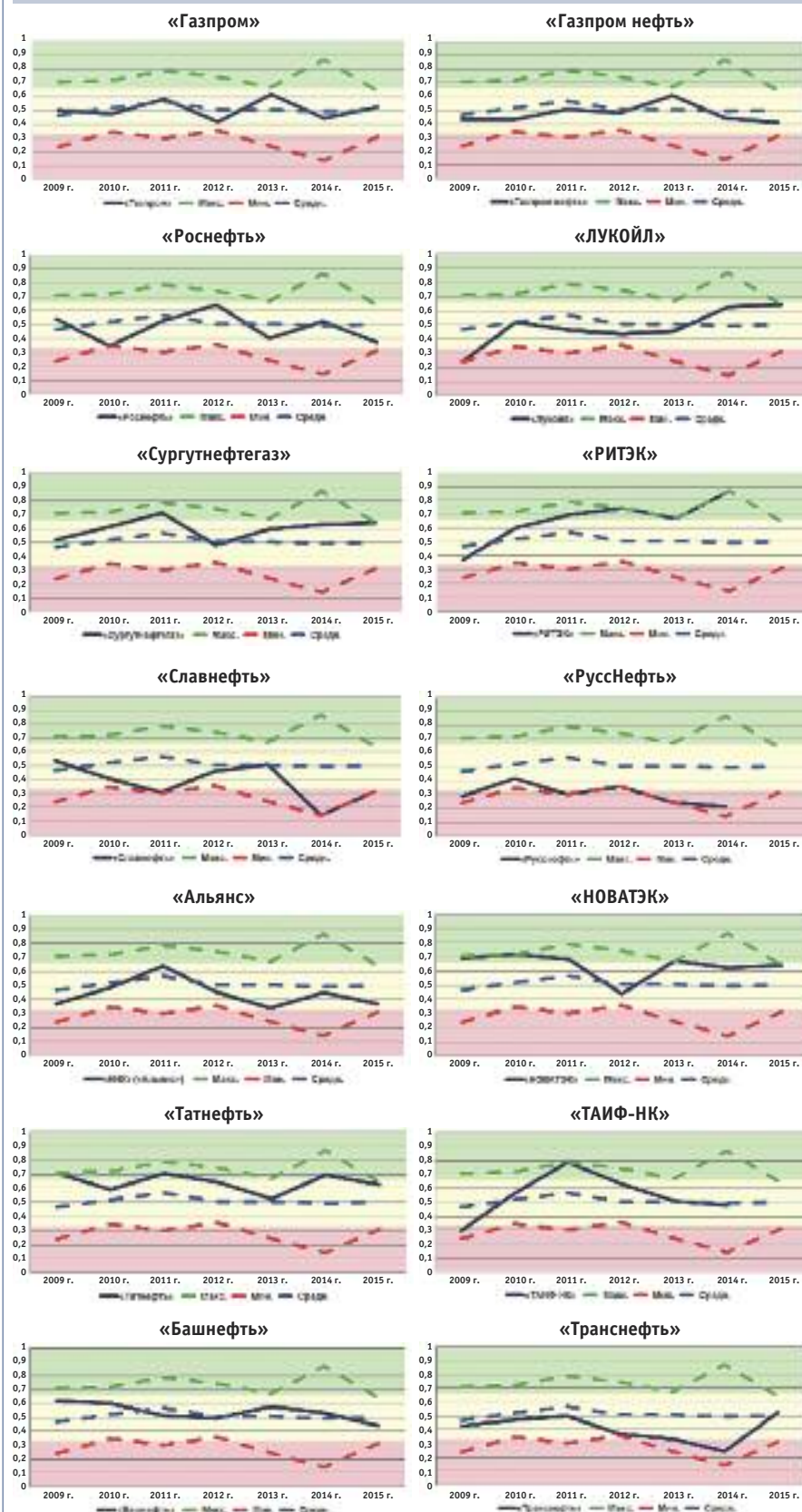


Рис. 2. Динамический показатель ВИНК за 2009–2015 гг.

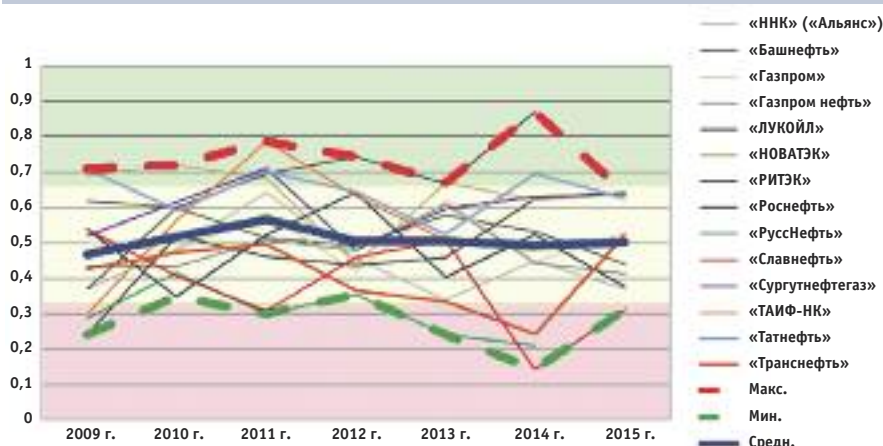


Рис. 3. Динамика среднеотраслевого КПНЭ за 2009–2015 гг.



стро адаптировалась к более сложным международным экономическим условиям благодаря появившимся резервам внутри страны. Причём эти резервы образовались за счёт ухудшения экономического положения. Основное влияние на стабильность среднего уровня КПНЭ оказало снижение уровня зарплат в России (в долларовом выражении), что привело к удешевлению стоимости рабочей силы и соответствующему уменьшению издержек производства по сравнению с другими странами.

На рис. 3 видно, что средние значения КПНЭ нефтегазовой отрасли постоянны начиная с 2012 г. Максимальный разброс параметров за рассматриваемый период времени равен 10%, причём с 2012 г. его величина уменьшилась до 2%, а колебания эффективности – около среднего значения 0,5. Такое поведение отраслевых показателей может являться следствием разнонаправленного действия внешних и внутренних факторов. Среди них:

- ухудшение положения одних предприятий, автоматически улучшающее положение их отраслевых конкурентов без изменения среднеотраслевого значения;
- долгосрочное и качественное планирование производственно-сбытовой деятельности на предприятиях;

- высокая компетентность управленческого персонала у лидирующих компаний.

Экстраполяция результатов на 2016 г. позволяет с высокой степенью уверенности предположить следующее:

- при стабильном состоянии мирового рынка и отсутствии качественных реформ в российской экономике среднеотраслевая характеристика надёжности/эффективности сектора останется прежней;
- минимальные значения КПНЭ по отрасли не изменятся либо незначительно повысятся;
- максимальные значения, наоборот, снизятся либо останутся на прежнем уровне.

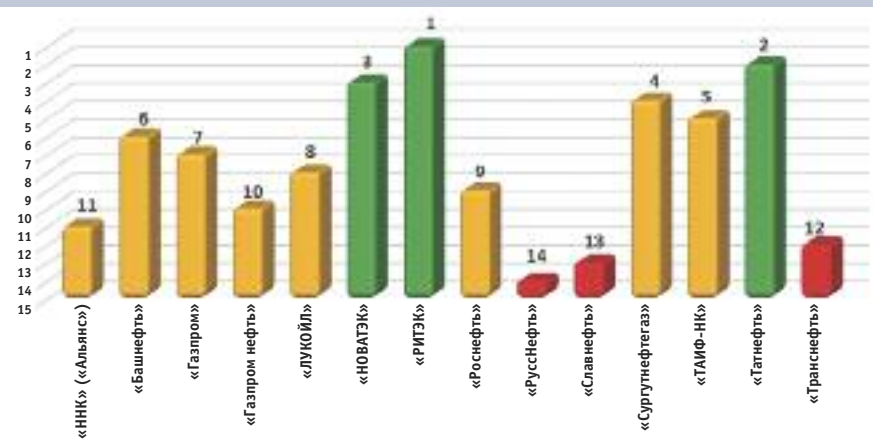
Инвестор, пользуясь результатами этого обзора, должен обратить внимание на две вещи – стабильность среднеотраслевой характеристики КПНЭ и уровень колебаний между его максимальными и минимальными значениями. Эти параметры определяют среднесрочную тактику инвестирования.

Во-первых, на спекуляциях с ценными бумагами предприятий отрасли сложно быстро заработать, но финансовые вложения в ВИНК надёжны.

Во-вторых, для достижения хорошей доходности инвестиций в отрасль главное – не «промахнуться» и выбрать для вложений нужные компании. Видно, что их КПНЭ очень сильно различается. Это значит, что инвестиции в лидирующие компании будут иметь как высокую доходность, так и небольшой риск утраты средств. Ошибки же чреваты крупными финансовыми потерями.

Для тех, кто стабильность предпочитает прибыльности, необходимо проводить портфельные инвестиции, закупать ценные бумаги нескольких ВИНК одновременно. В этом случае возможные убытки в

Рис. 4. Распределение «мест» среди ВИНК за 2009–2015 гг.



компаниях с «худшими» показателями уравниваются прибылями отраслевых лидеров, а при грамотном формировании портфеля инвестор всегда будет в «плюсе».

ЛИДЕРЫ И АУТСАЙДЕРЫ

Позицию каждой компании в отрасли можно определить, суммировав КРНЭ предприятий за год и присвоив им место в отраслевом списке. Итоговое распределение показано на рис. 4 и в табл. 1. По комплексному показателю финансового состояния за весь анализируемый период (с 2009-го по 2015 г.) лидирующую позицию занимает «РИТЭК» (дочерняя структура «ЛУКОЙЛа»). Следует подчеркнуть, что этот результат получен именно при вычислении среднего значения за те годы, по которым проводился финансовый анализ, так как в 2015 г. «РИТЭК» не опубликовал финансовой отчётности.

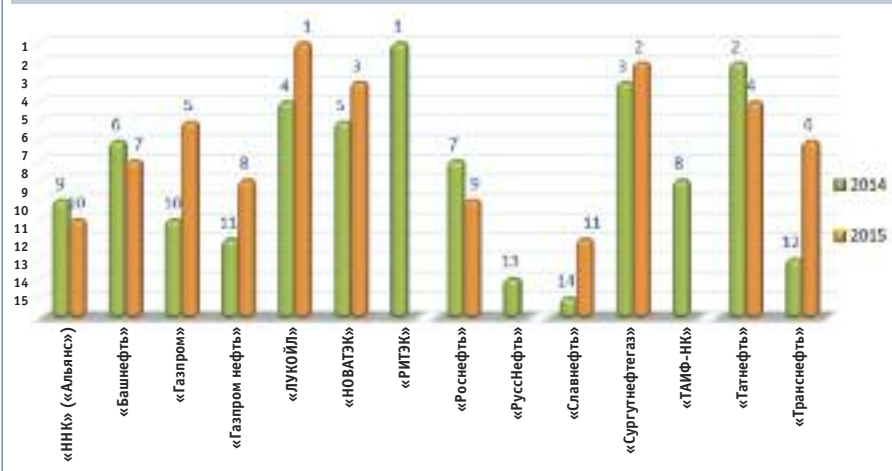
На втором и третьем местах стоят компании «Татнефть» и «НОВАТЭК». Предпоследнее и последнее места занимают «Славнефть» и «РуссНефть». Однако по «РуссНефти» отчётности за 2015 г. также не удалось обнаружить в открытом доступе. Но даже если бы такая отчётность была обсчитана, стабильность пребывания «РуссНефти» в последней «тройке» оставляет ей крайне мало шансов на выход в лидеры в 2015 г.

Неизвестными в 2015 г. остались результаты деятельности «ТАИФ-НК» из Татарстана. Её место – в середине списка, причём в течение рассматриваемого периода компания меняла свою позицию с первой до двенадцатой. Подобная нестабильность должна вызвать озабоченность у акционеров, и не только у них.

На отдельной гистограмме (см. рис. 5) представлены итоги деятельности компаний отрасли на протяжении 2015 г. Наилучший результат демонстрирует «Транснефть», переместившаяся с двенадцатой позиции списка на шестую. Конечно, шестая позиция – это не тройка «призёров», но здесь рассматривается именно изменение позиции, её динамика, а отнюдь не абсолютная величина.

Наихудший результат с потерей двух позиций в 2015 г. показали две компании. «Роснефть» опустилась с седьмого места на девятое, «Татнефть» – со второго на четвёртое. Причём если «Татнефть» стабильно пребывает в верхней половине списка, то «Роснефть» за весь период анализа существенно меняла своё положение в отраслевом списке, перемещаясь между третьим и четырнадцатым местами.

Рис. 5. Положение нефтегазовых компаний в 2014–2015 гг.



Таб. 1. «Рейтинг» нефтегазовых компаний в 2009–2015 гг.

Наименование	Место	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
«ЛУКОЙЛ»	8	14	7	12	11	10	4	1
«Сургутнефтегаз»	4	6	2	2	6	5	3	2
«НОВАТЭК»	3	2	1	5	10	1	5	3
«Татнефть»	2	1	5	3	2	7	2	4
«Газпром» (госучастие)	7	7	9	7	12	3	10	5
«Транснефть» (госучастие)	12	9	10	11	13	13	12	6
«Башнефть»	6	3	4	9	5	6	6	7
«Газпром нефть» (госучастие)	10	8	11	10	7	4	11	8
«Роснефть» (госучастие)	9	4	14	8	3	11	7	9
«ННК» («Альянс»)	11	10	8	6	9	12	9	10
«Славнефть» (госучастие)	13	5	13	13	8	8	14	11
«РИТЭК»	1	11	3	4	1	2	1	–
«РуссНефть»	14	13	12	14	14	14	13	–
«ТАИФ-НК»	5	12	6	1	4	9	8	–

Однако следует заметить, что «Роснефть», наряду с «Газпромом», – это не просто коммерческие компании, а крупнейшие налогоплательщики России, выполняющие не только коммерческую, но и социальную функцию. Они финансируют из собственных средств многие социальные проекты и в трудные годы осуществляют поддержку бюджета страны. Поэтому все трудности, которые вынуждена преодолевать Россия в обострившейся конкурентной борьбе с другими государствами, отражаются на падении рейтинга компаний со смешанной (государственной и частной) собственностью. На этом вопросе остановимся поподробнее.

ПРИВАТИЗАЦИИ БЫТЬ?

В 2016 г. проведён мониторинг различных отраслей российской промышленности на интервале 2009–2015 гг. Для тех отраслей, где присутствует как государственная, так и частная формы соб-

ственности, была поставлена задача: выяснить, какая из них предпочтительнее для отечественной экономики.

В России и во многих других странах государственная собственность присутствует в отраслях, называемых «стратегическими». Это присутствие определяется отнюдь не коммерческим интересом. Данные отрасли оказывают сильнейшее влияние на всю экономику. От их успешной работы, как правило, зависит экономический суверенитет государства. Они обладают огромной социальной значимостью, их эффективное функционирование влияет на уровень жизни большинства населения. В российской экономике ВИНК обладают всеми «стратегическими» свойствами.

Однако на протяжении многих лет в российской исполнительной власти преобладает так называемая «либеральная» концепция. Её суть такова: для достижения максимального экономического эф-

факта вмешательство государства в экономику нужно минимизировать. Чем выше доля участия государства в акционерном капитале компании, тем она менее эффективна, так как у таких компаний нет стимула для развития. Отсюда и споры о приватизации предприятий между сторонниками «либеральной» и «социальной» концепций.

Согласно теоретическим представлениям, степень надёжности компаний с государственным участием находится в прямой зависимости от «надёжности» самого государства, то есть она крайне высока. Но их финансовая эффективность близка к нулю либо отрицательна, поскольку чиновнику-управленцу вовсе не свойственен коммерческий риск, его задача – сохранение своего рабочего места. Для компенсации излишней осторожности чиновников компании частично приватизируют, в принятии управленческих решений участвуют представители коммерческих структур, основная задача которых – получение прибыли и повышение стоимости акций. Если же в компании присутствует только частный капитал, то она обладает противоположными качествами. Такие корпорации высокоприбыльны, но риск потери вложений в них весьма велик.

Государство может влиять на компанию, пользуясь правом собственности на голосующие акции. Это влияние возможно в нескольких формах:

- непосредственном участии государственных структур в акционерном капитале компании, что обеспечивает пропорциональное количество голосов при принятии управленческих решений;
- контроле государственными структурами цепочки собственников компании (если такая цепочка существует). Для выяснения возможности подобного контроля необходимо выявить эту цепочку и долю участия государства в каждой из её звеньев;
- праве использования «золотой акции». Согласно российскому законодательству, «золотая акция» не покупается, не продается и не меняется на какое-то количество голосующих акций. Она даёт право вносить предложения в повестку дня годового общего собрания акционеров, право наложения вето на принимаемые там решения и право требования созыва внеочередного общего собрания акционеров. Но права голоса «золотая акция» не даёт.

Теперь от теории перейдём к практике. Задача выяснения эффективности

Табл. 2. Показатели надёжности и финансовой эффективности нефтегазовых компаний в 2015 г.

Наименование	КПНЭ	ЛП+ФУ	РН+ДА
«ННК» («Альянс»)	11	13	4
«Башнефть»	6	9	3
«Газпром» (госучастие)	7	3	13
«Газпром нефть» (госучастие)	10	7	9
«ЛУКОЙЛ»	8	10	7
«НОВАТЭК»	3	6	1
«РИТЭК»	1	4	2
«Роснефть» (госучастие)	9	8	11
«РуссНефть»	14	14	14
«Славнефть» (госучастие)	13	12	12
«Сургутнефтегаз»	4	1	8
«ТАИФ-НК»	5	5	5
«Татнефть»	2	2	6
«Транснефть» (госучастие)	12	11	10

участия государственных структур в ВИНК была решена следующим образом. Все компании были разделены по степени влияния государства на принятие решений в любой из трёх перечисленных форм.

В первой колонке табл. 1, сразу после наименования компании, обозначено госучастие в ней (если оно есть). При этом предполагается, что за номинальными держателями акций (когда конечные собственники, бенефициары в официальной отчётности не раскрываются) не скрываются государственные структуры. Из рассмотрения данного вопроса была исключена «Башнефть», так как её статус давно находится под вопросом: после приватизации она стала частной, потом перешла в собственность государства, потом было принято решение о её повторной приватизации, наконец, её контрольный пакет был куплен государственной «Роснефтью».

Как видно из итоговых результатов, представленных в табл. 1, предприятия с государственным участием по совокупному показателю КПНЭ занимают 7, 9, 10, 12 и 13 места из 14 возможных. Все эти результаты располагаются в нижней части отраслевого рейтинга. Разберём эту ситуацию поподробнее.

Как говорилось выше, предприятия с участием государства должны обладать высокой степенью надёжности и низкой финансовой эффективностью. Но КПНЭ – это комплексный показатель, объединяющий в себе эти два противоположных свойства. Разложим КПНЭ на две составляющих. Надёжность определим как сумму показателей ликвидности и финансовой устойчивости (ЛП+ФУ). Финансовую эффективность – как сумму показателей

рентабельности и деловой активности (РН+ДА). Эти показатели представлены в табл. 2.

Согласно показателям, компании с госучастием, такие как «Газпром» и «Газпром нефть», соответствуют теории. Суммарные характеристики их надёжности находятся в верхней половине всех «мест», а финансовой эффективности – в нижней. Однако лучшие показатели по надёжности у «Сургутнефтегаза», «Татнефти» и «Газпрома». Причём только в последней из них участвует государство. Лучшие показатели по финансовой эффективности – у «НОВАТЭКа»,

«РИТЭКа» и «Башнефти». Это компании без участия государства (последняя – на момент анализа). Отсюда следует вывод: госучастие в ВИНК действительно не лучшим образом сказывается на финансовом результате их работы, но повышает характеристики «надёжности».

Теперь обратим внимание на график с динамикой компаний за последний год (см. рис. 5). Он говорит о том, что в 2015 г. компании с госучастием улучшили свои показатели. Так, «Газпром» с десятого места поднялся на пятое, «Газпром нефть» – с 11-го на восьмое, «Транснефть» взлетела на 6 позиций. И только «Роснефть» с седьмого опустилась на девятое.

Интересно отметить следующее. Два последних места в отраслевом рейтинге стабильно занимают «РуссНефть» и «Славнефть». Первая из них имеет исключительно частный акционерный капитал, а вторая является совместным предприятием двух госкомпаний – «Роснефти» и «Газпром нефти». Их КПНЭ стабильно находится в нижней части списка. Удивительно, как при сочетании таких низких показателей надёжности и финансовой эффективности они существуют много лет. Подобными вопросами давно должны задаться собственники этих компаний. Данный пример является свидетельством того, что определяющим фактором для отрасли является всё же не форма собственности, а другие обстоятельства.

Итак, кажущееся на первый взгляд очевидным утверждение об эффективности негосударственного собственника верно, но не во всех случаях, по крайней мере для российской практики, которая по данному вопросу не соответствует теории. Вопрос о приватизации, о её пользе для развития страны остаётся открытым. ■



АРКТИКА-2017

II Международная конференция

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

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



Стань участником

Специализированная выставка | Спонсорство

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

Организаторы:

РЕКЛАМА

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



Заморозка вслепую?

Пока не выяснен подлинный механизм формирования мировых цен на нефть, ожидаемые меры по ограничению её добычи не приведут к желаемым результатам

Валентин ПОМИНОВ,
кандидат экономических наук,
председатель Межотраслевой группы
экспертов при Торгово-промышленной
палате РФ

Одной из главных бед современных рынков нефти и нефтепродуктов является их запредельная зависимость от непредсказуемых резких колебаний мировых цен. Потери от этого измеряются многими миллиардами долларов. Робкие попытки выйти из указанной зависимости были безрезультатными. Власти, бизнес и преобладающая часть экспертного сообщества проявляют необъяснимую пассивность в решении данной проблемы. Надежды на то, что удастся выйти из тупика путём заморозки добычи, скорее всего, потерпят фиаско. Межотраслевая группа экспертов (МГЭ) в очередной раз предлагает воспользоваться более эффективным рецептом для решения проблемы мировой цены нефти с помощью опоры на инструментальный системный подхода и активное сотрудничество производителей и потребителей нефти. В развитии предшествующих разработок МГЭ¹ в настоящей статье вкратце изложены основы этого подхода и дан перечень конкретных проектов по его реализации.

ЗАМОРОЗКА НЕ ПОМОЖЕТ?

К 2016 г. в очередной раз обострилась ситуация на мировых рынках углеводородов. На этот раз из-за неестественно низкого уровня цены нефти (факт, признаваемый большинством экспертного сообщества). Сейчас главный способ добиться роста котировок многие видят в том, чтобы



ведущие нефтедобывающие страны заморозили свои уровни производства.

Благодаря исключительной настойчивости руководства Венесуэлы четыре ведущих государства-нефтеэкспортёра в феврале 2016 г. выразили намерение заморозить свою добычу в надежде на то, что это повернёт вспять воцарившуюся тогда тенденцию снижения мировой цены. Правда, с оговоркой, что и другие страны присоединятся к этой инициативе. Однако на встрече в Дохе (Катар) в апреле 2016 г. намеченная накануне договорённость не была принята из-за позиции представителя Саудовской Аравии.

К осени 2016 г. опять активизировались попытки добиться заморозки добычи. 26–28 сентября, после неофициальной встречи представителей стран-членов ОПЕК на полях 15-го саммита Международного энергетического форума в Алжире, было объявлено, что добыча картеля будет ограничена 32,5–33 млн баррелей в сутки. Но окончательное решение, в том числе о распределении этой квоты по странам, отнесено на официальное заседание Организации 30 ноября 2016 г. По некоторым оценкам, верхняя планка указанного уровня «заморозки» на 0,8 млн баррелей ниже рекордной отметки, достигнутой ОПЕК в сентябре 2016 г. При этом надо учесть, что никто не отменял ранее принятое решение Организации о квоте её общей добычи в 30 млн баррелей.

Консультации по заморозке добычи продолжились и на полях 23-го Мирово-

го энергетического конгресса в Стамбуле 9–13 октября 2016 г. Выступая перед делегатами конгресса, Президент России В. В. Путин заявил о готовности страны «присоединиться к совместным мерам по ограничению добычи». По его мнению, это даст «позитивный сигнал рынкам и инвесторам, и, конечно, поможет унять спекулятивную активность и избежать новых колебаний цен».

Но может ли решение о заморозке, если таковое состоится и действительно реализуется, привести к достаточно существенному росту мировой цены нефти до какого-то «приемлемого» уровня и к сохранению её на этой отметке? Для вразумительного ответа на поставленный вопрос попробуем разобраться с рядом взаимосвязанных компонентов мирового нефтяного рынка.

Первый из них – избыток предложения над спросом. Он может воплощаться в объёмах добытой, но вовсе не реализованной нефти, размещаемой в хранилищах, и в гораздо меньшей степени – во временно бездействующих танкерах или же в нефтепроводах. Величина данного избытка оценивается рядом авторов в диапазоне от 1 до 2 млн баррелей в сутки. Последняя цифра близка к разнице между производством и потреблением жидких углеводородов, оцененной Международным энергетическим агентством за 2015 г. в 1,77 млн барр./сут. Это почти на 1 млн баррелей больше чем за истекшие месяцы 2016 г.

¹ Среди них публикации: симпозиумы по прогнозированию энергетики: время изменить курс // Экологический Вестник России. 2016. № 3. С. 4–12; Нефть России. 2016. № 3–4. С. 11–16; Управлять мировой ценой нефти!? – 2016. М.: Российский гуманитарный университет: монография (в печати).

Табл. 1. Сравнение динамики натуральных показателей и цены нефти

Показатели		2014 г.	2015 г.	2016 г.
Разница между производством и потреблением нефти в мире	млн баррелей/сутки*	+0,80	+1,77	+0,71
	к предыдущему году, %	–	+121	–60
Изменение складских запасов в странах-членах ОЭСР к предыдущему году	млн. баррелей*	+154	+377	+116
	%	+3	+7	+2
Изменение цены нефти к предыдущему году, %**	–5	–47	–14	

* Данные МЭА (в целом по миру).

** Данные из колонки 3 табл. 2.

Второй важный компонент – механизм влияния избытка на цену нефти. Последнее резкое продолжительное падение котировок почти все комментаторы посчитали результатом этого «неожиданно» возникшего превышения предложения над спросом. Но непонятно, как именно указанный избыток, ныне составляющий максимально 1% общемировой нефтедобычи, может приводить почти к 50-процентному снижению цены. Будет ли такое иметь место, если бы цена свободно формировалась непосредственно самими производителями и потребителями?

Скачок котировок вверх на рубеже января и февраля 2016 г., равно как и некоторые последующие колебания, нередко объяснялись угрозой замораживания мировой нефтедобычи (лучше сказать экспорта). Надо упомянуть и мнения о том, что скачки цен были вызваны совсем иными причинами, а именно затруднениями в добыче сланцевой нефти в США, нарушениями поставок из Ирака и Нигерии и другими явлениями.

Сравнение динамики превышения производства над потреблением и запасов жидкого топлива, с одной стороны, и цены нефти, с другой, представлено в табл. 1.

Как видно из табл. 1, по крайней мере за последние три года, можно видеть некую обратную связь между динамикой складских запасов и цены, а вот какая-то математическая корреляция между ними отсутствует. Ни связи, ни корреляции

изменения цены с изменением разницы между производством и потреблением из приведенных данных не наблюдается.

Здесь надо упомянуть о довольно-таки мистической роли, которую играют в установлении текущих котировок нефти сопоставления между ожидавшимися ранее изменениями запасов в нефтехранилищах и их фактической динамикой. Если факт превышает ожидания, котировки во многих случаях снижаются. Если, наоборот, факт оказывается ниже прогнозов, цены идут вниз. Эти варианты изо дня в день сменяют один другой, что обеспечивает непрерывное колебание цены. Интересно то, что авторы быстротечных прогнозов запасов в хранилищах остаются неизвестными, равно как и методы, которыми они якобы пользуются. То есть манипуляция такими цифрами оказывается весьма удобной ширмой для оживления биржевой деятельности.

В свою очередь, об отсутствии видимой корреляции между динамикой мировой цены и добычи нефти может свидетельствовать сравнение строк 3 и 4 в табл. 2.

Динамика цены, отражённая в табл. 2, обычно не имеет ничего общего с соответствующим параметром общемировой физической добычи нефти. Отличия в межгодовых изменениях значений цены и объёмов производства сырья так разительны, как будто первые относятся к одному объекту, а вторые – совершенно к другому. Если бы превышение предложе-

ния над спросом и объёмы добычи действительно влияли на цену, наверное, это проявлялось бы хоть в какой-то корреляции между динамиками соответствующих измерителей, чего не наблюдалось.

Первой реакцией по поводу последних договорённостей в рамках ОПЕК стал некоторый скачок цены. Так, 10 сентября стоимость фьючерсов сорта Brent даже превысила 53 доллара за баррель. Но затем, после того как ОПЕК продолжила наращивать добычу, рост сменился падением. Это также подтверждает тезис об отсутствии какой-либо связи между ценой и потоками физической нефти, поскольку последние пока никак не изменились вслед за новостями.

А за некоторое время до этих событий реакция цены (её падение) была прямо обратной движению вверх добычи и в странах-членах ОПЕК, и в некоторых других государствах (прежде всего, России). В то время как ведущие нефтедобывающие страны нарастили производство «чёрного золота» до исторического максимума, котировки марки WTI с 26 долларов за баррель (минимум за последние 12 лет) на 26 февраля 2016 г. подскочили до 51 доллара на 9 июня. А затем, вплоть до конца сентября, они оставались в диапазоне от 40 до 50 долларов. То есть рост добычи сопровождался ростом цены.

Принято всё же считать, что так или иначе мировая цена нефти должна определяться взаимодействием спроса и предложения на мировом рынке. Но, как видно из вышеприведённых фактов, что-то не находится математически выверенных объяснений, как и где именно пресловутые спрос и предложение вступают во взаимодействие между собой и каким именно образом оно влияет на саму цену. Конечно, можно допустить, что при катастрофическом обрушении предложения мировая цена нефти, скорее всего,

Табл. 2. Динамика и волатильность мировой цены нефти*

2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2004 г. – 2015 г.**	2016 г.	2004 г. – 2016 г.**
1. Среднегодовая номинальная цена, долл./барр.														
42	57	66	72	100	62	79	95	94	98	93	49	76	42***	73
2. Превышение максимальных значений цены над минимальными, %														
	+53	+33	+87	+272	+132	+41	+51	+40	+28	+103	+74	+326	+96***	+458
3. Изменение среднегодовой номинальной цены против предыдущего года, %														
+35	+36	+16	+9	+39	–38	+27	+20	–1	+4	–5	–47	+17	–14	0
4. Изменение объёмов мировой добычи нефти против предыдущего года, %														
+4	+1	0	0	+1	–2	+2	+1	+2	+1	+2	+2	+10****	+1	+11

* Данные о спотовой цене нефти марки WTI по Energy Information Administration, о добыче и экспорте нефти – по BP и ОПЕК.

** За весь период.

*** За 01.01.2016 г. – 26.10.2016 г.

**** Рост мирового экспорта жидких углеводородов за тот же период составил 16%.

резко взвѣтсѣ вверх. Но именно тако-го феномена в последний длительный пе-риод не наблюдалось.

В свете изложенного зарождается со-мнение в том, что широко обсуждаемая заморозка добычи даст желательный рост цены. При этом никто не задаѣтся вопросом: готовы ли должным образом отреагировать на эту меру те, кто ныне в действительности формируют глобаль-ные котировки?

Наконец, надо отметить, что договорѣн-ность о заморозке добычи исключительно между самими производителями неф-ти (без консультации с её потребителями) может напоминать сговор, против чего так рьяно выступают сторонники истин-но свободного рынка. По крайней мере, в искусственном влиянии на добычу может просматриваться попытка ущемить пра-ва потребителей. Как избежать такого впечатления – аргументов не приводится.

В дискуссиях по затронутой теме глав-ное внимание уделяется объѣмам добы-чи. Однако для мировой ситуации важ-нее не столько она, сколько её доля в международнои торговле.

Третий компонент – сама цена нефти, вернее, её сущность. Постоянно цитируе-мые котировки нефти – это обычно те значения, которые образуются в ходе биржевых торгов на так называемые фьючерсные контракты. Время их исте-чения наступает чаще всего через 2–3 ме-сяца. Если верить последним исследова-ниям, в общем объѣме нефти, охвачен-ном такими контрактами, доля физиче-ских поставок может составлять каких-то 3–10%. А остальная доля – это так на-зываемая бумажная (точнее электронно-бумажная), по сути, фиктивная нефть. Данные контракты по последней закан-чиваются не поставками жидкого угле-водородного сырья, а тем, что продавцы и покупатели рассчитываются между со-бой деньгами, исходя из фактически до-стигаемых цен физической нефти на да-ту завершения этих контрактов (если по-следние каким-то образом не продлева-ются или ещё как-то не видоизменяются к тому времени). Та часть нефти, кото-рая всё же поставляется по таким кон-трактам покупателю, может составлять максимально 5% от всего объѣма сырья, участвующего в мировой торговле в день публикации фьючерсных цен.

Мало того, что широко публикуемые фьючерсные цены нерепрезентативны, ещё и цены физической нефти, на кото-рые обычно ориентируются при завер-шении упомянутых контрактов, нена-

дѣжны. Продуцирующие их известные агентства ценовой информации не раз-глашают методики получения соответст-вующих значений и требуют оплату за предоставляемую ими информацию (фактически малонадѣжную).

Как видно из табл. 2, среднегодовая ми-ровая цена нефти большую часть послед-них лет прирастала. Но в течение пяти лет она падала, особенно драматично в 2009-м и 2015 г. Внутригодовые колеба-ния, измеряемые превышением макси-мальных значений над минимальными, изменялись от +28 до +272%, достигнув +458% в целом за весь рассматриваемый период. Данные колебания, резко умень-шившиеся после 2008–2009 гг., в 2014 го-ду заметно (и, как всегда, почти для всех неожиданно) возросли – до 103%. Почти такими же они были и за прошедший пе-риод текущего 2016 г. Опасность будущих резких перепадов не исключена, а глав-ное, полностью не осознаѣтся.

Упомянем также о таком немаловаж-ном и обычно упускаемом факте, как раз-личия в трактовке мировой цены нефти. Под ней в Мировом энергетическом агентстве подразумевают «среднюю це-ну сырой нефти, импортируемой в стра-ны-члены МЭА», а в ОПЕК – «референт-ную корзину цен нефти» стран-членов этой организации. В то же время и МЭА, и ОПЕК многие свои рассуждения осно-вывают на известных маркерах – Brent и WTI, – которые также условно можно считать аналогами мировой цены. По-скольку абсолютные значения всех этих типов цен часто весьма близки между со-бой, по ходу ознакомления с прогнозами становится неясно, о какой конкретно цене идёт речь в том или ином месте.

В рамках МГЭ разработан и иногда применяется метод определения средне-взвешенной мировой цены нефти. Он прост и состоит в следующем. Во-пер-вых, по каждой соответствующей стра-не находится стоимость её нефтеэкспор-та – или прямо из первоисточников, или путѣм умножения объѣмов вывоза в на-туральных единицах на относящуюся к этой стране экспортную цену 1 т (барре-ля) вывозимого сырья. Во-вторых, на ос-нове полученных таким образом страно-вых данных рассчитывается средневзве-шенная мировая цена нефти. Подобная работа требует весьма солидного и вы-веренного до деталей статистического обеспечения. Ясно, что полученная та-ким образом величина иногда может за-метно отличаться от значений цены об-щепринятых маркеров.

Между желаниями и возможностями

На данный момент имеются неопреде-лённости, от которых может зависеть бу-дущее мировой цены нефти. Основными из них являются:

- распределение между отдельными странами-членами ОПЕК общей квоты на добычу нефти;
- последующее соблюдение достигну-тых договорѣнностей в рамках картеля;
- принятие решений об объѣмах рос-сийской нефти, отправляемых на экспорт;
- развитие добычи нефти в США, а также в некоторых других странах-экспортѣрах.

Вкратце рассмотрим ключевые оттенки рассмотренных пунктов.

Относительно договорѣнности внутри ОПЕК следует заметить, что предстоит сначала достигнуть согласия об уровнях добычи в отдельных странах (сейчас име-ется расхождение позиций). Затем надо определить временную базу, от которой вести отѣт, а также период, на который надо вводить ограничения. И, наверное, самое важное – получить одобрение каж-дой из стран, имея при этом в виду боль-шую вероятность того, что из этого спис-ка выпадут Иран, Ливия и Нигерия, а мо-жет быть и Ирак, и Алжир. Их выпадение означает принятие на себя повышенных ограничений другими членами ОПЕК, что им, конечно, не нравится.

Следующий шаг – добиться осуществле-ния принятого решения и, главное, обес-печить контроль за его выполнением.

Своеобразная ситуация сложилась с официальной позицией России по рас-сматриваемой теме. Еѣ представители не-однократно подѣркивали свою привер-женность рыночным канонам. Так какие истинно рыночные меры можно предло-жить, чтобы заставить или убедить фор-мально независимые акционерные струк-туры страны пойти на ограничение или снижение своей добычи? Ведь по контра-сту с Россией, практически во всех странах-членах ОПЕК нефтедобывающая отрасль находится в руках государства, которое выступает как еѣ единый хозяин. Между прочим, именно на это коренное отличие неоднократно ссылались в прошлом рос-сийские руководители и бизнесмены.

Некоторым диссонансом в данном кон-тексте прозвучало высказывание президен-та ПАО «Роснефть» Игоря Сечина в Стам-буле 10 октября 2016 г. Он подчеркнул на-мерение компании нарастить производст-во в текущем году и выразил сомнение, что ОПЕК удастся добиться заморозки своей добычи. Сечин также отметил, что при це-

не в 60 долларов за баррель опять активизируется добыча сланцевой нефти в США. Правда, позднее первая часть приведённого заявления была дезавуирована.

Таким образом, можно сделать вывод, что если в ОПЕК придут к договорённости о заморозке своей добычи, то руководству России удастся уговорить менеджеров собственных нефтяных компаний сделать то же самое. И это, очевидно, будет нетрудно сделать не только из-за уважения к мнению власти, но и вследствие того, что текущая добыча в стране достигла своего максимума. Обеспечивать её дальнейший прирост будет нелегко. К тому же надо преодолеть путаницу в том, что следует учитывать – добычу или её экспортную составляющую.

Среди множества появившихся в последнее время мнений прозвучало и весьма экзотическое. Оно исходило в том числе от главы МЭА Фатиха Бирола и сводилось к тому, что цена нефти к моменту предстоящего в ноябре 2016 г. заседания ОПЕК может под влиянием естественного хода событий зафиксироваться на таком уровне, который окажется комфортным для Организации. И поэтому особого решения по заморозке добычи не потребуется. Это мнение – свидетельство полной капитуляции перед пресловутой «невидимой рукой рынка».

Имеющие место переговоры и намерения представителей ведущих нефтеэкспортирующих стран символизируют позитив и негатив в нефтяном ценообразовании.

С одной стороны, позитивным моментом является демонстрация крепнущей в мире веры в необходимость активно влиять на мировую цену нефти через объединённые усилия нефтеэкспортирующих стран.

С другой стороны, негативный фактор заключается в слишком большой уверенности представителей указанных стран и сочувствующих им в том, что добиваться роста мировой цены нефти надо путём заморозки добычи странами-экспортёрами (хотя в данном случае лучше говорить о замораживании не добычи, а экспорта). Ведь неясно, почему подобная заморозка заставит тех, кто на самом деле формирует цену, её снизить. Неизвестно, вызовет ли такое действие какой-то заметный эффект.

Пока всё зависит от работы специального комитета, созданного ОПЕК. Предполагалось, что он подготовит проекты документов для её официального заседания 30 ноября 2016 года.

Озвученные выше факты и рассуждения приводят к такому заключению: что-

бы действительно добиться своей цели, то есть выйти на приемлемый уровень мировой цены нефти, странам-экспортёрам следует не заикливаться только на заморозке своей добычи (экспорта), а сосредоточиться на управлении непосредственно самой этой ценой. Для этого надо было бы объединиться с основными потребителями, приняв вместе с ними соответствующее решение.

Лидеры стран и преобладающая часть экспертного сообщества не проявляют должного понимания в отношении затронутых выше компонентов нефтяного рынка и не пытаются разобраться во всех тонкостях данной проблематики.

БЕЗУСПЕШНАЯ БОРЬБА С ВОЛАТИЛЬНОСТЬЮ

Намерения что-то сделать с волатильностью вообще и цен нефти в частности впервые прозвучали на рубеже 2000-х и 2010-х. В декабре 2008 г. на специальной встрече в Лондоне группа министров и представителей компаний призвала «обеспечить... разработку рекомендаций по снижению волатильности на нефтяных рынках». Это дало импульс ряду последующих важных решений, в том числе принятых саммитами глав стран Группы двадцати. В их финальных документах содержались просьбы-поручения к конкретным профильным международным организациям. И те действительно предприняли весьма заметные и во многом полезные начинания, которые могли бы помочь разобраться в рассматриваемой проблеме и продвинуться в её решении.

Среди таких начинаний следует отметить сбор данных о натуральных параметрах углеводородных отраслей, разработку рекомендаций по агентствам ценовой информации, проведение семинаров по связям между физическими и финансовыми рынками, а также симпозиумов по прогнозированию энергетики. Но указанный призыв «Большой двадцатки», к сожалению, не был воспринят буквально. И впоследствии ни одно из предпринятых начинаний не смогло сдвинуть ситуацию с мертвой точки.

Что касается весьма влиятельных ныне агентств ценовой информации, то им предписано руководствоваться сводкой рекомендаций, среди которых отсутствует такая важная, как ссылка на первичный источник информации. Ныне она не подлежит обнародованию из-за всесильного закона о коммерческой тайне. Следовательно, надёжность соответствующих данных по-прежнему остаётся под вопросом.

Главный итог состоявшихся семинаров на сегодня таков: финансовые рынки (то есть операции с бумажной нефтью) полезны для решения некоторых вопросов, например для хеджирования. Хотя доказательства этого тезиса отсутствуют и вряд ли возможны вследствие высокой ненадёжности используемых при этом инструментов.

Не более результативными оказались и симпозиумы. По сложившейся традиции центральным вопросом на них являлось обсуждение прогнозов мировой энергетики. Очередной VI симпозиум, состоявшийся в феврале 2016 г., пожалуй, ещё более чем все предыдущие, оказался далёким от выработки конструктивных решений.

Представители МГЭ на упомянутых форумах по мере возможности обращали внимание на недоработки в сложившейся практике по отношению к мировой цене нефти и предлагали свои рекомендации². Однако пока не удаётся вывести участвующих там экспертов и чиновников из состояния зашоренности, что вызвано и боязнью нарушить внутрифирменные инструкции, и глубоким индоктринированием участников в рамках преобладающей идеологии, которая предписывает смириться с текущей ситуацией как вполне нормальной.

Отсюда и полученные на сегодня итоги: механизм формирования мировой цены нефти остаётся невыясненным. Влияние на неё видится не как непосредственное воздействие, а как результат изменения объёмов поставок на мировой рынок, прежде всего со стороны стран-членов ОПЕК.

В среде тех, кто готовит документы для глав стран Группы двадцати, первоначальные намерения что-то сделать в отношении волатильности мировой цены нефти ныне практически забыты. Это подтверждает и финальный документ, принятый на их последнем XI саммите в Ханчжоу (Китай), где об этой проблеме вообще ничего не сказано.

НЕТ ВЕРЫ ПРОГНОЗАМ

Проблема цены нефти должна решаться в рамках оценки и прогнозирования глобальной экономики и энергетики. В табл. 3 приведены некоторые сводные данные из последних сценариев развития мирового ТЭК.

Последние события подтверждают справедливость мнения, к которому уже давно пришли участники МГЭ: несмотря

² Доклады МГЭ могут быть высланы по заявке на rubik@pisem.net

Табл. 3. Сводные данные из последних сценариев развития мировой энергетики на перспективу

Параметр	Население мира, млрд человек	ВВП, трлн долл. США*	Общее потребление первичной энергии, млрд т н. э.	Средняя мировая цена нефти, долл. США за баррель*
67 сценариев в документах 2011–2014 гг. двенадцати организаций, данные на 2035 г.				
Диапазон значений	8–9	100–212	14–20	40–210
27 сценариев в документах 2015 г. семи организаций, данные на 2040 г.				
Диапазон значений	9–10	115–249	14–24	70–150
6 сценариев в документах 2016 г. двух организаций, данные на 2040 г.				
Диапазон значений	9	153–247	18–22	76–252

* Цены неизменные разных лет.

Табл. 4. Отклонения прогнозов среднегодовой мировой цены нефти от её фактически достигнутых значений, %*

Источники	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.****
Правительство США**	+32	–9	–10	–6	–5	+1	+86	+29
Goldman SachsСакс**	+27	+15	+10	+27	+26	+12	+76	+7
Правительство России***	+59	–26	–45	–9	–16	–3	+89	+25

* Использованы данные из прогнозов указанных организаций, опубликованных в конце (обычно в сентябре) соответствующих предшествующих лет.

** Данные для нефти марки WTI.

*** Данные для нефти марки Urals.

**** За 01.01.2016 г. – 26.10.2016 г.

В этом отношении недалеко от властных инстанций ушёл и бизнес. Мировая цена нефти – один из самых сомнительных параметров в программах топливно-энергетических компаний.

на происходящее постепенное совершенствование работ в этой области, подготавливаемым прогнозам по-прежнему присущи существенные недостатки³. Последние их варианты, как все предыдущие, далеки от попытки осмысленно решить проблему мировой цены нефти.

Упомянем только некоторые важнейшие аспекты. Прежде всего, поражает обилие выплёскиваемых на мировой рынок сценариев, весьма широкий диапазон закладываемых в них соображений, методов расчёта и отсюда – значений результирующих параметров.

Ввиду огромного объёма опубликованных версий прогнозных сценариев, отсутствия возможности проверить расчёты приведённых в них значений, а также в силу присущих им остальных изъянов все они (вместе взятые и каждый в отдельности) лишены системности и не могут считаться надёжной основой принятия практически значимых решений, в том числе органами власти и бизнесом.

Уровень соответствующих разработок ведущих международных нефтяных компаний оказывается заметно ниже, чем у тех же МЭА и ОПЕК. Россия пока вообще никак не проявляется в этой важной области.

Итак, никто из не допущенных до «святой святых» не может сказать, как кон-

В этом отношении недалеко от властных инстанций ушёл и бизнес. Мировая цена нефти – один из самых сомнительных параметров в программах топливно-энергетических компаний.

Если исходить из того, что влияние на цену взаимодействия между спросом и предложением остаётся неизученным, а мировые котировки формируются в основном не производителями и потребителями физических объёмов, а специалистами по выстраиванию финансовых потоков, лишь формально к ней привязанных (мимикрирующих под «нефтянку»), то что заставит указанных специалистов реагировать, например, на заморозку добычи нефти?

Участники МГЭ предлагают прервать рабскую зависимость человечества от сложившейся в последние десятилетия практики задания значений цены теми, кто не имеет к физической нефти отношения, но прикрывают лейблом этой це-

Табл. 5. Темы и примерные сроки завершения основных проектов, направленных на решение проблемы мировой цены нефти

Темы проектов	Сроки завершения
1. Технично-экономические обоснования создания Единой международной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства и параллельной Российской национальной системы аналогичного профиля	февраль 2016 г.
2. Обоснование Всемирной службы ценовой информации	февраль 2016 г.
3. Документы для международной конференции по введению установленной мировой цены нефти, в том числе методика её расчёта	март 2017 г.
4. Предложения по агентствам ценовой информации	апрель 2017 г.
5. Технично-экономическое обоснование Международной аналитической интернет-платформы по энергетике и экологии	май 2017 г.
6. Уточнение формулировок с заданиями по данной теме для финального документа предстоящего саммита G20	июль 2017 г.
7. Первые стадии Единой международной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства и параллельной Российской национальной системы аналогичного профиля	февраль 2018 г.
8. Проведение международной конференции по установленной мировой цене нефти	март 2018 г.
9. Учреждение Всемирной службы ценовой информации	апрель 2018 г.
10. Введение первой стадии Международной аналитической интернет-платформы по энергетике и экологии	май 2018 г.

кретно формируются значения цен нефти, предоставляемые за плату известными ценовыми агентствами, не выяснен реальный механизм их формирования, не решена задача, поставленная саммитами глав стран G20. В этих условиях для оценочных и прогнозных построений используется, по сути, сомнительная ценовая информация. На всё это накладываются другие недостатки. Отсутствие единства и точности – вот что отличает прогнозирование мировой цены нефти даже на ближайшую перспективу (см. таб. 4).

ны свои операции с финансовыми инструментами.

Исходя из изложенных выше представлений и опираясь на системный подход, в течение как минимум последнего десятилетия участники МГЭ призывают принять ряд срочных и решительных мер, для чего реализовать конкретные проекты, перечень которых в актуализированном на сегодня виде представлен в табл. 5⁴.

³ Подробнее см.: Время изменить курс // Нефть России. 2016. № 3–4. С. 11.

⁴ Подробнее см.: Госпланирование в цитадели капитализма // Нефть России. 2015. № 9. С. 8–13.

23-25 ноября



г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2016

Разделы выставки:

- ✓ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.
- ✓ Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа.
- ✓ Новые технологии и оборудование хранения, транспорта, переработки и распределения природного газа и нефти.
- ✓ Насосы, компрессорное оборудование.
- ✓ Контрольные и измерительные приборы.
- ✓ Новые методы и оборудование для геологии и геофизики.
- ✓ Строительство объектов для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности.
- ✓ Специальные технологии и материалы для работы в условиях Севера.
- ✓ Энергетическое оборудование.
- ✓ Транспортные средства. Грузовая и спецтехника.
- ✓ Охрана окружающей среды и экологическая безопасность.
- ✓ Промышленная безопасность. Охрана труда и техника безопасности, спецодежда, средства защиты.
- ✓ Средства связи, телекоммуникации и сигнализации.
- ✓ Противопожарная техника.

Организаторы:

**Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск**

**Телефон/факс:
(383) 335-63-50**

СИБЭКСПО SERVICE

**E-mail: vk ses@yandex.ru
www.ses.net.ru**

Спокойствие – недорогое удовольствие

Страховые программы компании «Капитал Страхование» гарантируют клиенту полное возмещение ущерба при минимальных тарифах

Страхование имущества граждан – исторически сложившийся вид страхования. Ещё в начале 1920 годов участковые инспекторы, вооружившись памятками правильного построения беседы, шли по деревням и разъясняли крестьянам выгоды от приобретения страхового полиса. И сегодня страхование имущества физических лиц – это направление, традиционно считающееся одним из самых стабильных, не подверженных резким циклическим колебаниям. О том, что сегодня предлагает в этом важном виде страхования ОАО «Капитал Страхование», входящее в Группу компаний РОСГОССТРАХ, рассказывает директор департамента индивидуального страхования Марьяна ПРОТАСОВА.

– В год нестабильной экономической ситуации будет ли меняться стратегия в продвижении продуктов страхования недвижимости и имущества физлиц? Стоит ли ждать каких-то корректировок продуктовой линейки или изменения условий продвижения продуктов?

– В отличие от других видов страхования, которые серьёзно затронул кризис, рынок страхования имущества физических лиц более стабилен. Страхование квартир, загородных строений и домашнего имущества граждан в наименьшей степени подвержено скачкам тарифных ставок, которые определяют стоимость страхового полиса.

Все компании на рынке предлагают этот вид страхования, но далеко не все они готовы его активно развивать и продвигать. РОСГОССТРАХ, которому в октябре исполнилось ровно 95 лет, остаётся лидером в страховании имущества граждан во всех



регионах и во всех ценовых сегментах, благодаря самой разветвлённой филиальной сети и экспертизе, насчитывающей десятилетия. «Капитал Страхование», опираясь на опыт компании РОСГОССТРАХ, предлагает сегодня самый широкий ассортимент продуктов по страхованию имущества.

Нашим постоянным клиентам мы готовим специальные условия сотрудничества. В том числе предлагаем комплексную скидку, которая позволяет существенно экономить при одновременном страховании и загородного дома, и городской квартиры, и автомобиля.

Новым клиентам «Капитал Страхование» предлагает более продвинутые программы защиты имущества, ведь именно сейчас страхование становится как нельзя более актуальным. Не каждый готов, к примеру, пожертвовать ежегодным дорогостоящим летним отпуском, если вдруг возникнет необходимость искать деньги на ремонт повреждённого имущества, то лучше застраховаться. Поэтому в линейке страховых продуктов, наряду с классическими продуктами страхования квартиры и загородного строения, мы готовы предложить усечённые программы. Они будут более доступны людям с учётом нынешних непростых финансово-экономических тенденций.

– А какие ещё продукты по квартирам сейчас наиболее актуальны?

– В страховании квартир мы будем активнее предлагать краткосрочные программы. Например, это программа «Отпуск», позволяющая заключить договор страхования имущества на краткосрочный период в отпускной сезон, когда большинство квартир пустуют и подвергаются наибольшему количеству рисков – от затопления до краж.

Также есть отдельная программа по страхованию внешнего оборудования – от спутниковых тарелок и камер наблюдения до систем кондиционирования. Она даёт возможность защитить не только имущество внутри квартиры, но и оборудование, расположенное за её пределами.

– Есть ли в тарифе на страхование имущества физлиц существенная валютная составляющая, из-за которой цену продукта приходится неизбежно поднимать вслед за изменением курса рубля, как это происходит, скажем, в автостраховании? Вообще «Капитал Страхование» планирует пересматривать тарифы на страхование имущества?

– Валютная составляющая есть в договорах страхования дорогих объектов, где используется довольно много импортных материалов, а иногда и труд иностранных ра-

бочих. Она есть в договорах страхования, заключаемых с живущими здесь иностранцами – люди просто привыкли мыслить и считать только в категориях своей валюты.

Но в целом – для основной массы наших страхователей – валютная составляющая незначительна. Наши клиенты живут в рублёвой зоне, где есть определённая восстановительная рыночная стоимость объектов недвижимости, и каких-то экономических предпосылок для роста тарифов нет. Дом в деревне не растёт в стоимости, а новые объекты, коттеджи в пригородах зачастую даже выставляются на продажу с серьёзным дисконтом от цены постройки.

Конечно, в страховании есть практика ежегодной индексации тарифов. В некоторых регионах это бывает чаще. Но, понимая сложность сегодняшней экономической ситуации, мы приняли решение в этом году предлагать клиентам страховую защиту на основе тех же тарифов, что действовали в прошлом году. Хочу подчеркнуть: мы отказались от индексации тарифов и предлагаем клиентам очень выгодные условия комплексного страхования и пролонгации договоров.

– Как представляется, процесс оформления полиса ИФЛ достаточно долгий, клиенту и менеджеру страховой компании требуется заполнить огромное количество бумаг. Каков сейчас процесс оформления договора страхования имущества граждан?

– Как я уже говорила, «Капитал Страхование» предлагает широкую линейку страховых продуктов – от классических до коробочных с фиксированными страховыми суммами и премиями. Если на страхование передаётся квартира или строение с улучшенной отделкой, эксклюзивным дизайном, дорогостоящими предметами движимого имущества, то правильно будет застраховать по классическому подходу – с проведением оценки страховой стоимости, осмотром имущества, составлением описи. Не нужно бояться, что эта процедура очень длительная. Зато она самая правильная. Ведь потом, если вдруг дело дойдёт до возмещения ущерба, то клиенту не придётся доказывать стоимость пострадавшего и уничтоженного имущества, так как стороны договорились о страховой стоимости ещё на этапе заключения договора. И соответственно, ущерб будет рассчитан, исходя из 100-процентной стоимости повреждённого или уничтоженного имущества.

Но мы также предлагаем и коробочные продукты – в этом случае процедура оформления полиса ИФЛ занимает 5 ми-



нут. Подход в коробочных продуктах сфокусирован на простых и недорогих объектах страхования, где не требуется проводить оценку стоимости и составлять опись имущества. Клиент просто выбирает подходящую ему страховую сумму – по внутренней отделке в квартире или имуществе в ней – и оплачивает страховую премию. Такой же упрощённый подход действует и в коробочном продукте по страхованию загородного строения.

– Есть ли в страховании имущества физических лиц нечто, подобное механизму «бонус – малус»?

– Есть, но в действительности этот механизм применяется только в одну сторону, причём в интересах клиента. Если у застрахованного на протяжении нескольких сроков страхования не происходит никаких страховых событий, он получает определённые скидки. А повышение страховых взносов после убытков применяется в исключительных случаях.

– На что следует обратить внимание клиенту, выбирая для себя продукты по страхованию имущества?

– Прежде всего, надо обратить внимание на страховую компанию, её бизнес-показатели. Многие из них предлагают услугу по страхованию имущества граждан, но не все развивают этот вид страхования. Нужно выбирать компанию с хорошим опытом и хорошей репутацией в данном виде страхования, которая не демпингует.

Перед тем как заключить договор страхования, необходимо посмотреть на достаточность покрываемых полисом страховых рисков, на перечень исключений из объёма страхования (при каких событиях и по каким группам имущества ущерб не будет возмещён страховщиком). Следует

задать максимальное количество вопросов менеджеру страховой компании, который должен всё четко разъяснить. Со своей стороны могу заверить, что в правилах и договорах общества «Капитал Страхование» вы не увидите пунктов, ущемляющих интересы клиента.

– Но ведь есть прямая зависимость объёма страховой защиты имущества от его цены... Покупка полиса ИФЛ в ОАО «Капитал Страхование» – дорогое удовольствие?

– Во все нет. Существуют три фактора, которые позволяют нам одновременно и повышать качество страхового продукта, и снижать цену.

Как известно, «Капитал Страхование» предлагает страховые продукты работникам своих корпоративных клиентов. Во-первых, это позволяет нам не тратить колоссальные средства на рекламу, агентский корпус – продажи страховых продуктов осуществляются высококвалифицированными штатными продавцами нашей компании.

Во-вторых, в силу привилегированности клиентской базы для нас отнюдь не актуален бич страхового рынка – риск страхового мошенничества, который другие компании, работающие на открытом рынке, вынуждены учитывать и закладывать в цену страховки.

В-третьих, мы учитываем комплексность страхования. Например, застраховав у нас автомобиль, дом и другое имущество, клиент получает существенные скидки.

Поэтому хочу ещё раз подчеркнуть: страхование физических лиц для компании «Капитал страхование» главным образом является социальным проектом, осуществляемым в интересах наших корпоративных клиентов. Поэтому никаких задач по извлечению сверхприбылей от продаж физическим лицам перед нами не стоит. ■



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

Коли взято давно, так и забыто оно...

Новый закон о репатриации денежных средств может нанести ущерб проектам российских нефтегазовых компаний за рубежом

В настоящее время наблюдается существенное увеличение бюрократического давления на бизнес со стороны государственных органов во всех юрисдикциях стран присутствия. В предыдущих колонках в журнале «Нефть России» я уже рассказывал об аспектах российского и международного законодательства и его применения, связанного с деофшоризацией, резидентством, контролируемые иностранными компаниями, отчётностью по платежам правительствам для добывающей отрасли, законодательству по инициативе BEPS.

Хотелось бы также поделиться соображениями относительно возможного влияния на нефтегазовый комплекс законопроекта № 888029-6 «О внесении изменений в Федеральный закон «О валютном регулировании и валютном контроле» и статью 15.25 «Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях».

На сегодняшний день в валютном законодательстве не содержатся требования о репатриации резидентами на свои счета в уполномоченных банках денежных средств, выданных нерезидентам по договору займа. И действительно, имеет место невозврат значительного, как отмечают авторы законопроекта, – до 30 миллиардов долларов объёма денежных средств, выданных за рубеж под видом займов.

Данный законопроект предполагает дополнить ст. 19 Федерального закона от 10 декабря 2003 г. № 173-ФЗ (в ред. от 29 июня 2015 г.) «О валютном регулировании и валютном контроле», прямо прописав обязанность российских резидентов обеспечивать своевременный возврат суммы займа, выданного нерезиденту на счёт в уполномоченном банке.

За нарушение данной обязанности предлагается привлекать правонарушителя к административной ответственности в соответствии с ч. 4 ст. 15.25 КоАП. Часть 4 данной статьи в качест-

ве санкции предусматривает наложение штрафа на должностных и юридических лиц в размере 1/150 ставки рефинансирования Центрального Банка РФ от суммы денежных средств, зачисленных на счета в уполномоченных банках с нарушением установленного срока, за каждый день просрочки зачисления таких денежных средств или (и) в размере от 3/4 до одного размера суммы денежных средств, не зачисленных на счета в уполномоченных банках.

Чтобы доказать невиновность в случае невозврата, судебная практика предусматривает принятие ряда мер по возврату денег на территорию России.

Кроме того, заимодавец может быть в нескольких случаях привлечён и к уголовной ответственности за уклонение от исполнения обязанностей по репатриации денежных средств (ст. 193 УК РФ).

Конечно, для российских нефтегазовых компаний, повсеместно финансирующих свои зарубежные проекты заёмными средствами, данный законо-

проект выступит существенным дополнительным административным барьером для дальнейшего ведения бизнеса за рубежом.

В целях исключения юридических рисков и соответствия законодательству стран присутствия нефтегазовые компании структурируют зарубежные активы и проекты посредством создания зарубежных компаний-инвесторов.

На этапе геологоразведки возможность финансирования таких организаций зависит от предоставления средств со стороны головной компании в виде займов или капитала. Проекты геологоразведки требуют значительных вложений (так, стоимость бурения одной разведочной морской скважины может достигать сотен миллионов долларов) и являются высокорискованными, так как в настоящее время вероятность существенного коммерческого открытия достаточно низкая.

Исходя из этого, очевидно, что дочернее или зависимое общество, являющееся компанией-инвестором геологоразведочного проекта, в случае его неуспеха может не иметь возможности погасить выданные ему заёмные средства, что, в свою очередь, приведёт к негативным последствиям для российской материнской компании, исходя из требований нового законодательства.

Конечно, вряд ли законодатели предлагаемыми поправками захотели ограничить экспансию российского нефтегазового бизнеса за рубеж. Ведь именно это направление широко представлено и известно на международной арене. Однако в случае принятия текущей редакции законопроекта так и произойдёт. Нефтегазовые компании будут с большой осторожностью относиться к выдаче заёмных средств за рубежом на цели геологоразведки, что в очередной раз поставит российскую

нефтегазовую промышленность в неконкурентные условия с зарубежными корпорациями.

Выходом из этой ситуации представляется исключение нефтегазовых проектов, по которым добыча не начата, из требований законодательства о возврате займов в РФ (до момента начала добычи или признания проекта неуспешным). Ведь государство должно всячески поддерживать эту бюджетообразующую отрасль, являющуюся одной из немногих, способных эффективно конкурировать на международной арене.

Чтобы доказать неуспешность нефтегазового проекта за рубежом, государство может потребовать представить подтверждающие документы в органы валютного контроля, например экспертное мнение уполномоченного органа власти РФ, коим может выступать Министерство энергетики или Министерство природных ресурсов. ■



www.kpmg.ru

Уважаемые коллеги!

От имени АО «КПМГ» примите самые искренние поздравления с 25-летием ПАО «ЛУКОЙЛ».

Своим каждодневным трудом вы создали компанию мирового уровня, без которой сегодня невозможно представить российскую экономику. Стремление к постоянному развитию, эффективность и высочайший профессионализм отличает «ЛУКОЙЛ» и делает компанию одним из лидеров глобального нефтегазового рынка, а её имя – синонимом надёжности, безупречной репутации и ответственного подхода к ведению бизнеса.

В этом году КПМГ в России также отмечала четвертьвековой юбилей, и мы гордимся тем, что большую часть этого пути прошли рядом с вами. Желаем компании «ЛУКОЙЛ» ещё долгих лет продуктивной работы и надеемся иметь возможность вносить свой вклад в её процветание.

Здоровья, счастья и благополучия вам и вашим семьям. С праздником, дорогие друзья!

КПМГ в России и СНГ



Пока не закрылось «ОКНО ВОЗМОЖНОСТЕЙ»

На фоне низких нефтяных цен действующая фискальная система поощряет освоение новых ресурсов, но, если не провести налоговой реформы, ситуация скоро изменится

Леонтий ЭДЕР,
доктор экономических наук, профессор;
Ирина ФИЛИМОНОВА,
доктор экономических наук, профессор
(Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН)

В настоящее время динамика основных макроэкономических показателей России определяется конъюнктурой мировых энергетических рынков. Правительство страны ещё с начала 2000 годов пыталось нивелировать зависимость отечественной экономики от нефтегазовых поступлений. Однако мало в этом преуспело: за 2004–2014 гг. их доля в структуре федерального бюджета увеличилась почти на 10% и превысила 50%. Снижение данного уровня в 2015 г. до 43,6% было обусловлено чисто конъюнктурными факторами, а отнюдь не успехами в сфере диверсификации национального хозяйства.

Росту чувствительности отечественного бюджета к волатильности международных рынков углеводородов способствует то обстоятельство, что флуктуации цен на нефть включены в расчёт основных налогов и сборов (НДПИ и таможенной пошлины).

Наряду с наполнением федерального бюджета, правительство традиционно преследует и другую цель

фискальной политики в НГК – создание условий для эффективной разработки трудных запасов, а также месторождений, расположенных в труднодоступных регионах. Такая стратегия привела к введению ряда коэффициентов, льгот и, следовательно, к чрезмерному усложнению механизмов изъятия НДПИ и таможенной пошлины. Предпринятый в 2015 г. «налоговый манёвр» не решил этих застарелых проблем налогового регулирования, а лишь обострил их.

В условиях низких цен на УВС проекты освоения новых месторождений имеют низкую инвестиционную привлекательность. Поэтому фискальная политика должна стать эффективным инструментом государственного регулирования. В этом плане современная налоговая система, направленная на сокращение фискального бремени при падении нефтяных котировок, открывает для недропользователей определённое «окно возможностей» по повышению доходности проектов. Но будет ли это «окно» использовано в полной мере?

Дальнейшее реформирование фискальной политики должно включать в себя, во-первых, переход на систему, снижающую влияние мировых цен на нефть и курса доллара на алгоритм расчёта НДПИ. А во-вторых, пересмотр параметров «налогового манёвра» в направлении приоритетного стимулирования внутреннего рынка.

Табл. 1. Нефтегазовые доходы в структуре федерального бюджета РФ в 2005–2015 гг., млрд руб.

Показатель	2005 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.		2015 г.	
						млрд руб.	%	млрд руб.	%
Доходы федерального бюджета	5127	8305	11352	12856	13020	14497	–	13453	–
Нефтегазовые доходы	2160	3831	5640	6453	6534	7434	100,0%	5863	100,0%
Налог на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья	845	1361	1988	2400	2515	2837	38,2%	3130	53,4%
Нефть	761	1267	1845	2133	2190	2464	33,1%	2704	46,1%
Газ горючий природный из всех видов месторождений углеводородного сырья	79	85	136	257	312	357	4,8%	346	5,9%
Газовый конденсат из всех видов месторождений углеводородного сырья	5	9	6	10	13	16	0,2%	80	1,4%
Вывозные таможенные пошлины	1315	2469	3652	4053	4019	4597	61,8%	2733	46,6%
Нефть сырая	871	1672	2332	2490	2334	2620	35,2%	1432	24,4%
Газ природный	247	193	384	434	479	488	6,6%	553	9,4%
Товары, выработанные из нефти	197	604	936	1130	1207	1489	20,0%	748	12,85
Доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете	42,1%	46,1%	49,7%	50,2%	50,2%	51,3%	–	43,6%	–
Доля налога на добычу полезных ископаемых	16,5%	16,4%	17,5%	18,7%	19,3%	19,6%	–	23,3%	–
Доля вывозной таможенной пошлины	25,6%	29,7%	32,2%	31,5%	30,9%	31,7%	–	20,3%	–

Источники: Казначейство Российской Федерации.

Зигзаги фискальной политики

Роль доходов от использования природных ресурсов, прежде всего нефти и газа, в экономике России стала активно повышаться с начала 2000-х, когда сложилась благоприятная конъюнктура на мировых энергетических рынках. Высокие и устойчиво растущие цены на нефть позволили России покрыть дефицит федерального бюджета, погасить задолженность по внешнему долгу, нарастить золотовалютные резервы, а также создать систему специализированных фондов (Стабилизационный, Резервный, Фонд национального благосостояния) и проводить стабильную социальную политику.

В 2008 г. в России был введен термин «нефтегазовые доходы». Они включили в себя поступления от налога на добычу полезных ископаемых (нефти, природного газа, газоконденсата) и вывозной таможенной пошлины на углеводороды и нефтепродукты. Это дало возможность разделить доходную часть федерального бюджета на две группы доходов – нефтегазовые и ненефтегазовые.

В 2015 г. доля нефтегазовых доходов составила 43,6% (5,8 трлн рублей), в том числе на долю вывозной таможенной пошлины пришлось 20,3% (2,7 трлн), а на НДС – 23,3% (3,1 трлн) (см. табл. 1).

По сравнению с 2014 г. налоговые поступления от НГК уменьшились на 21% за счёт сокращения доходов от экспортной пошлины на нефть (на 45%) и на товары, выработанные из нефти (на 50%).

Также изменилась пропорция поступлений от НДС и пошлины. Если

вплоть до 2014 г. основная часть нефтегазовых доходов формировалась за счёт пошлины, то в 2015 г. на первое место вышел НДС. Объёмы его поступления в казну увеличились в результате повышения базовой ставки налога и курса доллара по отношению к рублю. В свою очередь, значительное сокращение доходов от вывозной пошлины было обусловлено снижением цен на «чёрное золото» и реализацией «налогового манёвра».

Наиболее значимым изменением в законодательстве о недропользовании стало введение в 2015 г. так называемого «налогового манёвра», предусматривающего поэтапное снижение экспортных пошлин на сырую нефть и светлые нефтепродукты и увеличение ставки НДС на нефть и газовый конденсат.

Что касается отдельных видов УВС, то в 2015 г. поступления от нефти составили 83,3%, а от газа – всего 16,7%.

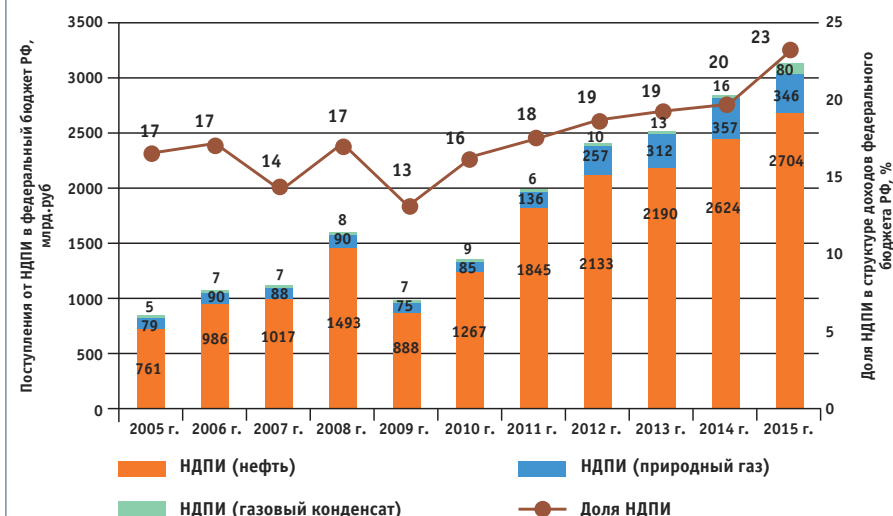
С начала 2000 годов фискальная политика в нефтегазовом комплексе развивается в двух основных направлениях. С одной стороны, осуществлялось поэтапное увеличение налоговой нагрузки на НГК. С другой – назрела необходимость учёта крупных структурных сдвигов в сырьевой базе и добыче УВС.

Напомним, в 2002 г. был введен НДС для нефти, в 2004 г. – для природного газа и газоконденсата. При этом кардинально изменили систему изъятия и перераспределения ренты. Единая, недифференцированная ставка НДС заменила действовавшие до того платежи за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на жидкие углеводороды и природный газ.

В дальнейшем ухудшение структуры МСБ в традиционных регионах, а также выход в новые районы нефтегазодобычи, характеризующиеся суровыми природно-климатическими и геологическими условиями, вынуждали правительство осуществлять очередное реформирование фискальной политики (в 2007-м и 2013 г.). Так, за последние годы было введено пять коэффициентов НДС, позволяющих получить налоговые вычеты и снизить налоговое бремя для отдельных категорий месторождений. В частности, стимулируется освоение запасов в новых, труднодоступных и слабо инфраструктурно развитых регионах, а также вовлечение в разработку трудноизвлекаемых ресурсов. Кроме того, предоставляются льготы на добычу нефти с особыми физико-химическими свойствами.

Наиболее значимым изменением в законодательстве о недропользовании стало введение в 2015 г. так называемого «налогового манёвра», предусматривающего поэтапное снижение экспортных пошлин на сырую нефть и светлые нефтепродукты и увеличение ставки НДС на нефть и газовый конденсат.

Рис. 1. Динамика доходов федерального бюджета от НДПИ



Данный манёвр позволяет Правительству РФ решить следующие основные задачи. Во-первых, он способствует гармонизации отечественного налогового законодательства с законодательствами стран-партнёров по ЕвразЭС. Это даст возможность предотвратить реэкспорт российской нефти через их территорию и тем самым избежать потери для федерального бюджета.

Во-вторых, манёвр должен обеспечить дополнительные поступления в федеральный бюджет за счёт перераспределения налогового бремени с экспортной деятельности на направления, ориентированные на внутренний рынок.

Однако осуществление «налогового манёвра» в целом окажет отрицательное влияние на нефтяную отрасль и экономику России в целом. В большей мере негативный эффект проявится при реализации проектов, нацеленных на внутренний рынок.

Эволюция НДПИ

В объёме уплаченного российскими нефтегазовыми компаниями НДПИ наибольший удельный вес имеют поступления от нефти – 2,7 трлн рублей, на долю доходов от природного газа приходится 346 млрд, газового конденсата – 80 млрд (см. рис. 1).

Ставка налога на добычу нефти с момента его введения в 2002 г. рассчитывается на основе умножения базовой ставки на ряд коэффициентов, учитывающих изменения конъюнктурных, горно-геологических, физико-химических и промысловых характеристик и

условий добычи. Первоначально использовался только коэффициент Кц, отражающий изменения цены российской смеси Urals на мировом рынке. Позднее, с 2007 г., были введены коэффициенты Кв и Кз, определяющие соответственно степень выработанности и величину запасов конкретного участка недр.

С 2013 г. формула НДПИ дополнена ещё двумя коэффициентами – Кд и Кдв, – характеризующими степень сложности добычи нефти и уровень выработанности конкретной залежи.

А с 2015 г. был изменён сам алгоритм расчёта ставки. Она стала определяться путём умножения базовой ставки на ко-

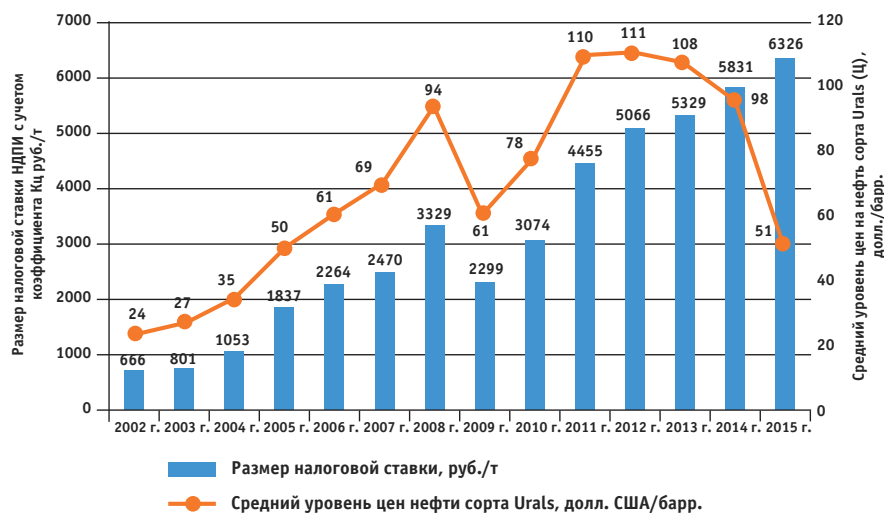
эффициент, зависящий от динамики мировых цен на нефть (Кц). Полученное произведение уменьшается на величину показателя, отражающего особенности добычи (Дм). Наряду с вышеперечисленными коэффициентами был дополнительно введён коэффициент Ккан, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

При этом происходит ежегодное увеличение средней ставки НДПИ. Наиболее резкие изменения наблюдались в 2005 г., когда она выросла почти в два раза. Это произошло из-за того, что среднегодовая цена нефти, заложенная в расчёт коэффициента Кц, выросла на 45% (с 35 до 50 долларов за баррель) при относительно стабильном курсе рубля к доллару. В период финансово-экономического кризиса 2008–2010 гг. ставка НДПИ ежегодно изменялась на 30% – то в сторону повышения, то в сторону понижения, – вслед за колебаниями цен на российскую нефть (см. рис. 2).

В 2015 г. ставка НДПИ составила 6326 руб./т, что на 8,5% выше уровня 2014 г. Это связано с повышением базовой ставки (с 493 до 857 руб./т) и ростом среднегодового курса рубля к доллару (с 38 до 61 рубля).

Вместе с тем, изменения в налогообложении газовой отрасли до 2012 г. практически не осуществлялись. Фискальная нагрузка оставалась на существенно более низком уровне по сравнению с нефтяной промышленностью. Ставка НДПИ на природный газ была «твёрдой», то есть не учитывала особен-

Рис. 2. Динамика размера ставки НДПИ и среднегодового уровня цен на нефть сорта Urals в период 2002–2015 гг.



ностей региона добычи, качества сырья или горно-геологических условий месторождений.

Первоначально, в 2004 г., ставка НДПИ на газ составила 107 рублей за 1 тыс. м³. Её незначительное повышение было осуществлено в 2005 г. (до 135 рублей). С 2006-го по 2010 г. она оставалась на уровне 147 рублей за 1 тыс. м³. И только в 2011 г. была впервые существенно увеличена – до 237 рублей. Однако наиболее серьёзные изменения в налогообложении газовой отрасли произошли в 2012 г. В Налоговый кодекс были внесены поправки, предусматривающие поэтапное увеличение ставки НДПИ на газ с 509 рублей в 2012 г. до 788 рублей в 2014 г. А с июля 2014 г. был введён новый алгоритм её исчисления.

В настоящее время ставка НДПИ на природный газ рассчитывается как произведение налоговой ставки (35 рублей за 1 тыс. м³) на базовое значение единицы условного топлива (Еут) и на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа (Кс). Полученное произведение суммируется со значением показателя, отражающего расходы на транспортировку газа (Тр). Если полученная сумма оказалась меньше 0, значение налоговой ставки принимается равным 0.

Иными словами, в настоящее время ставка НДПИ на природный газ учитывает природно-климатические и технико-экономические условия газодобычи. Это должно способствовать решению основных проблем, стоящих перед отраслью – смене географии производства, изменению состава извлекаемого сырья, усложнению условий разработки месторождений.

Клапан экспортной пошлины

Важным механизмом регулирования развития НГК является таможенное законодательство, связанное с изменением экспортной пошлины. На её долю в 2015 г. пришлось 20% финансовых поступлений в российскую казну (см. рис. 3). При этом пошлина на нефть принесла 1,4 трлн рублей, на нефтепродукты – 748 млрд, на газ – 553 млрд рублей.

Изменения в таможенном законодательстве начиная с 2000 годов протекали в двух направлениях. Первое из них – стимулирующее. Льготы по экспортной пошлине получили вновь введённые месторождения с целью повышения коммерческой эффективности их разработ-

Рис. 3. Динамика доходов федерального бюджета от экспортной пошлины



В настоящее время ставка НДПИ на природный газ учитывает природно-климатические и технико-экономические условия газодобычи. Это должно способствовать решению основных проблем, стоящих перед отраслью – смене географии производства, изменению состава извлекаемого сырья, усложнению условий разработки месторождений.

ки. Второе – ограничительное. Ради увеличения глубины переработки нефти на территории России и сокращения экспорта тёмных нефтепродуктов была установлена повышенная пошлина на мазут.

Предельные размеры экспортных пошлин на нефть и сам механизм определения их ставки в зависимости от уровня мировых цен были установлены еще в 2002 г. В настоящее время при расчёте данного платежа в основном применяется стандартная формула, которая изменяется в зависимости от диапазона стоимости Urals: менее 15 долл./барр., 15–20 долл./барр., 20–25 долл./барр. и выше 25 долл./барр.

В соответствии с параметрами «налогового манёвра» должен был быть заменён коэффициент в формуле расчёта экспортной пошлины, ранее составлявший 0,42. В 2016 г. его планировалось

снизить до 0,36, а в 2017 г. – до 0,3. Однако в нынешнем году правительство заморозило эти изменения, оставив коэффициент на уровне 2015 г. Тем самым власти пытаются не допустить сокращения доходов федерального бюджета вследствие падения нефтяных цен на мировом рынке.

При расчёте экспортной пошлины предусмотрены особые льготные формулы. Они применяются, во-первых, для нефти с высокой вязкостью (не менее 10 тыс. мПа • с в пластовых условиях). Во-вторых, для сырья с особыми физико-химическими характеристиками, добытого в Якутии, Иркутской области, Красноярском крае, Ненецком и Ямало-Ненецком АО (севернее 65° с. ш.), а также на шельфе. В-третьих, для нефти, извлечённой на месторождениях, на которых соотношение начальных извлекаемых запасов тюменской свиты и месторождения в целом составляет не менее 0,8.

Список месторождений, которые могут претендовать на льготы по экспортной пошлине, формируется по заявительному принципу. Недропользователь готовит комплект документов, которые подтверждают факт добычи нефти с высокой вязкостью или с особыми физико-химическими свойствами. По результатам их рассмотрения Минэнерго принимает решение о включении того или иного объекта в «льготный список».

При этом особая формула ставки экспортной пошлины для нефти с высокой вязкостью устанавливается на срок 10 лет с момента начала её применения (но

Табл. 2. Цена нефти, рассчитанная методом нетбэк

Показатель	Значение, долл./барр.			
Средняя цена нефти сорта Urals	30	50	75	100
Ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую с особыми физико-химическими свойствами	6,8	17,8	31,5	45,3
Сетевой тариф на услуги по транспортировке нефти по ВСТО для поставки на экспорт через порт Козьмино	3,9	4,8	7,1	9,6
Ставка тарифа на услуги по перевалке нефти в порту Козьмино	0,3	0,3	0,5	0,6
Цена нефти, рассчитанная методом Netback	19,1	27,2	35,9	44,6
Эксплуатационные издержки добычи нефти	13,4	24,4	40,1	56,0
в том числе налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	7,2	16,9	28,9	41,0
Чистая прибыль	5,7	2,8	-4,2	-11,4
Доля вывозной таможенной пошлины и НДПИ в средней цене нефти сорта Urals, %	47	69	81	86
Доля цены нефти, рассчитанной методом Netback в средней цене нефти сорта Urals, %	64	54	48	45

* Для расчёта использовался курс доллара при цене нефти сорта Urals: 30 долл./барр. – 78 руб./долл., 50 долл./барр. – 65 руб./долл., 75 долл./барр. – 43 руб./долл., 100 долл./барр. – 32 руб./долл.

не позднее 1 января 2023 г.). А льгота для новых и удалённых месторождений действует до достижения внутренней нормы доходности (IRR) проекта в раз-
мере 16,3%.

В настоящее время в «льготный перечень» включено 21 месторождение Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия): Юрубчено-Тохомское, Талаканское, Алинское, Среднеботуобинское, Дулисьминское, Курумбинское, Даниловское, Ярактинское, Марковское, Тагульское, Сузунское, Чаяндинское, Вакунайское и ряд других. В Каспийском море льготой пользуются месторождения им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского, в Печорском море – Приразломное, в Ненецком АО – Западно-Хоседаюское и в ЯНАО – Новопортовское.

В 2013 г. от уплаты экспортной пошлины без ограничения срока действия были полностью освобождены шельфовые проекты, расположенные в Карском море, северной части Баренцева моря, море Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском и Беринговом морях. Помимо этого ряд проектов в Азовском, Балтийском, Чёрном, Печорском, Охотском и Каспийском морях освобождён от пошлины на срок 10–30 лет в зависимости от категории сложности.

Экспортная пошлина на природный газ была введена в 2000 г. Первоначально она составляла 5% от таможенной стоимости, а затем была последовательно доведена до уровня 30%. Прежде всего, это было связано, с необходимостью пополнения федерального бюджета, а также со стремлением обеспечить равнодоходность поставок газа на внутренний рынок и экспорт. При этом сжижен-

ный природный газ экспортируется по нулевой ставке.

ТОРМОЗ ДЛЯ НОВЫХ ПРОЕКТОВ

Нефтегазовые налоги не только определяют доходную часть федерального бюджета, но и влияют на эффективность освоения конкретных объектов (нефтегазоносных областей, участков недр, месторождений, залежей и т. д.). Данное влияние можно проследить с помощью геолого-экономического моделирования, на основе которого компании обосновывают выбор наиболее эффективных направлений развития, принимают решения о приобретении лицензий и т. д.

Для иллюстрации влияния нефтегазовых налогов на реализацию проектов был выбран один из наиболее перспективных и крупных центров нефтегазодобычи – Восточная Сибирь и Дальний Восток. Именно от его развития зависит уровень нефтедобычи в стране в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

В данном регионе сосредоточено около 17 млрд т начальных суммарных ресурсов нефти и более 59 трлн м³ газа (20

и 23% общероссийского показателя соответственно). Однако степень геологической изученности территории по нефти составляет 12%, по газу – 9%. Это определяет высокую перспективность проведения ГРП и открытия новых месторождений.

В то же время освоение перспективных участков недр вдоль трассы ВСТО в условиях действующей налоговой системы находится на пределе экономической рентабельности.

Ныне в зависимости от уровня мировых котировок «чёрного золота» доля таможенной пошлины и НДПИ в структуре цены реализации нефти составляет от 47% до 86% (см. табл. 2). Это обуславливает высокую чувствительность проектов по освоению недр Восточной Сибири и Дальнего Востока к изменениям ставок и периоду применения льгот по налогам.

Зависимость НДПИ от уровня мировых цен на нефть и, как следствие, от курса доллара, проявляется через коэффициент Кц. С ростом глобальных котировок налоговой нагрузки на недропользователя увеличивается. Так, если при цене 30 долл./барр. доля НДПИ в стоимости реализации составляет 24%, то при 50 долл./барр. она достигает 34%, при 100 долл./барр. – 41%.

Формула расчёта экспортной пошлины также содержит показатель, характеризующий уровень мировой цены на нефть. Так, при котировках 30 долларов доля пошлины в цене равняется 23%, при 75 долларах – 42%, а при 100 долларах – 45%.

Устойчивой тенденцией является опережающий рост налоговой нагрузки по НДПИ и экспортной пошлине по отношению к увеличению мировой цены на нефть. Это происходит вследствие неравномерного повышения курса национальной валюты вслед за подъёмом мировых цен на «чёрное золото» (см. рис. 4).

Рис. 4. Динамика изменения доли НДПИ и экспортной пошлины в цене нефти на мировом рынке

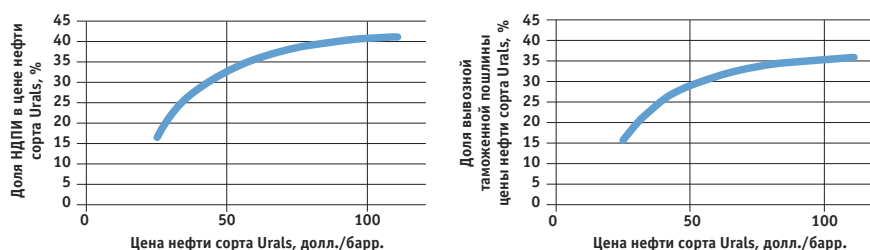




Табл. 3. Основные технико-экономические показатели освоения участка недр Северо-Тунгусской НГП (Красноярский край)

Показатель	Цена нефти на мировом рынке			
	30 долл./барр.	50 долл./барр.	75 долл./барр.	100 долл./барр.
Добыча нефти, млн т	100,0	100,0	100,0	100,0
Выручка, млн руб.	1104236	1401126	1313271	1251340
Капитальные вложения, млн руб.	299419	299419	299419	299419
ГРП	15068	15068	15068	15068
Бурение скважин	163844	163844	163844	163844
Обустройство промысла	68007	68007	68007	68007
Транспорт	52500	52500	52500	52500
Эксплуатационные затраты, млн руб.	566686	795339	867989	897911
Налоги, млн руб.	424459	667471	711723	733952
Прибыль до налога на прибыль, млн руб.	466569	533916	393243	355705
Налог на прибыль, млн руб.	93314	106783	78649	71141
Чистая прибыль, млн руб.	373255	427133	314594	284564
CF, млн руб.	293947	347824	235286	205256
NPV, млн руб.	16766	37165	19813	12885
IRR, %	16,5	23,2	18,8	16,5
Индекс доходности, ед.	1,2	1,4	1,2	1,1
Срок окупаемости, годы	17	13	14	14

С помощью геолого-экономического моделирования была проведена оценка влияния нефтегазовых налогов и ключевых макроэкономических показателей (мировые цены на нефть, курс национальной валюты) на экономическую эффективность освоения типового участка Северо-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Анализ показал высокую чувствительность проекта к колебаниям курса рубля и размеру ставок нефтегазовых налогов. Их самое незначительное изменение влечёт существенную корректировку чистого дисконтированного дохода (см. табл. 3).

Выполненные расчёты продемонстрировали, что со снижением цены нефти на мировом рынке налоговая нагрузка на недропользователей сокращается и проекты становятся более привлекательными. И наоборот, по мере роста котировок увеличивается и налоговое бремя.

Выполненные расчёты продемонстрировали, что со снижением цены нефти на мировом рынке налоговая нагрузка на недропользователей сокращается и проекты становятся более привлекательными. И наоборот, по мере роста котировок увеличивается и налоговое бремя.

Однако эффективность проектов увеличивается до так называемой «точки перегиба», когда цена нефти опускается до 40–45 долл./барр. Дальнейшее её снижение с учётом параметров действующей налоговой системы не позволяет недропользователям окупать инвестиции в геологоразведку и разработку месторождений. Следовательно, эффективность проекта начинает снижаться.

С точки зрения государства эффективность проектов освоения недр, выраженная в сумме уплаченных налогов, также снижается вслед за уменьшением цен на нефть, поскольку и налоговая нагрузка на компании ослабевает.

Таким образом, особенности современной налоговой системы открывают для недропользователей «окно возможностей». Инвестиции в освоение запасов и ресурсов углеводородов становятся более эффективными на этапе снижения мировых цен на нефть, чем на этапе их роста.

Вместе с тем, зависимость величины НДПИ и экспортной пошлины от изменения мировых цен на нефть обуславливает высокие риски дестабилизации развития экономики страны. В случае резких изменений ценовой конъюнктуры приходится принимать экстренные решения. Поэтому одним из направлений реформирования фискальной политики должно стать исключение мировых цен на нефть и курса доллара из алгоритма расчёта НДПИ.

Кроме того, необходим пересмотр параметров «налогового манёвра» в направлении приоритетной налоговой поддержки внутреннего рынка углеводородного сырья. То есть требуется продолжить стимулирование добычи нефти в перспективных регионах путём развития и уточнения уже принятых льгот.

В частности, надо изменить сроки применения нулевой ставки по НДПИ – не с момента выдачи лицензии, а с момента начала промышленной разработки и добычи УВС. А льготную ставку экспортной пошлины лучше было бы применять для всего объёма нефти, извлекаемой на месторождениях Восточной Сибири и Якутии, до момента достижения окупаемости капитальных вложений.



Налог как стимул

Помимо выполнения чисто фискальных функций наполнения госбюджета, налоговая система в НГК должна служить важнейшим регулирующим и стимулирующим механизмом

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

Механизмы налогового регулирования нефтегазового комплекса имеют немаловажное значение для обеспечения экономической безопасности России. Ведь от объёмов поступлений налогов от НГК во многом зависит наполнение государственного бюджета РФ. Но фискальная система в отрасли ещё не устоялась, о чём свидетельствуют многочисленные предложения по её совершенствованию. В том числе речь идёт об отмене основных налогов и платежей и переходе на новые их виды, которые способны снизить нагрузку на компании.

Однако подобная реформа в настоящее время нецелесообразна. Она приведёт лишь к тому, что все негативные эффекты от внешних рисков будут переложены с компаний на государство. А это нанесёт ущерб бюджетной системе страны. Поэтому нужны не революционные, а эволюционные подходы к совершенствованию фискальной системы. Для эффективного налогового администрирования необходимо использовать механизмы, улучшающие систему учёта и мониторинга в НГК. Ведь не обладая точной информацией об уровнях издержек, невозможно предоставить точные адресные льготы добывающим предприятиям, что приводит к необъективному использованию преференций, злоупотреблениям и нерациональному подходу к освоению месторождений.

«РИСКОВАННОЕ» ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО

В начале 1990 годов в связи с преобразованиями в экономической сфере и развитием рыночных отношений в России фактически была создана новая налоговая система. При её разработке использовали опыт других стран, который получил отражение в Законе РФ «Об основах налоговой системы в РФ» от 27 декабря 1991 г. № 2118-1 [1]. Закон определил основные принципы построения налоговой системы, её структуру, а также права, обязанности и ответственность плательщиков и налоговых органов.

В 1992–1998 гг. в налоговое законодательство были внесены изменения, которые явились существенным шагом вперёд. Однако действовавшая в стране в указанный период фискальная система оказалась несовершенной в силу множества причин. Среди них можно выделить: нестабильность налогового законодательства; наличие множества нормативных документов, подзаконных актов, регулирующих налоговые отношения, которые часто противоречили друг другу; большое количество налогов, что затрудняло расчёты плательщиков с бюджетом; высокая налоговая нагрузка, не позволяющая налоговой системе реализовать свою регулируемую функцию и т. д.

Указанные недостатки были частично устранены с принятием Федерального закона от 31 июля 1998 г. № 147-ФЗ (с изменениями и дополнениями от 9 июля 1999 г. № 155-ФЗ) и внесением изменений в некоторые законодательные акты РФ о налогах [2].

В 2000 годы налоговое законодательство России продолжало совершенствоваться. С 1 января 2002 г. вместо четырёх видов налогов – сбор за участие в конкурсе (аукционе) и выдачу лицензии, платежи за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акцизы [3] – в налоговое законодательство введён особый вид обязательных платежей, налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). [4] Введение этого налога осуществлялось поэтапно. Первоначально НДПИ был установлен на нефть и газовый конденсат, а с 1 января 2004 г. заменил акцизы и на природный газ [5].

Принятие единого налога на добычу полезных ископаемых способствовало резкому увеличению размера налоговых

сборов. Так, поступления НДПИ за первый год после его введения (2002 г.) составили 275 млрд рублей при планировавшемся сборе в 173 млрд. А общая сумма платежей вдвое превысила показатель предшествующего года. Вместе с тем, в 2002 г. фактов уклонения от уплаты налогов с организаций и предприятий НГК по сравнению с 2001 г. было выявлено почти в три раза меньше.

Однако введение НДПИ не полностью решило проблему изъятия сверхприбылей у добывающих компаний. При существующей схеме государство изымает только часть их сверхдоходов, которые складываются «за счёт внешнеэкономического фактора», поскольку в формуле НДПИ и экспортной пошлины на нефть учитываются мировые цены.

В настоящее время в соответствии со ст. 334 НК РФ уплачивать НДПИ обязаны организации и индивидуальные предприниматели, которые признаются пользователями недр в соответствии с Законами РФ «О недрах» [6], «О соглашениях о разделе продукции» [7], а также иными нормативными актами, регулирующими отношения, связанные с ис-

Привязка к мировым ценам на нефть в налогообложении нефтегазовых компаний свидетельствует об абсолютной ориентации на экспорт. В современных условиях, когда предложение на глобальном рынке УВС увеличивается, а цены падают, такая ситуация весьма опасна.

пользованием и охраной земель, вод, окружающей среды.

В дальнейшем законодательство по налогообложению добычи нефти и газа совершенствовалось. В частности, были внесены изменения в перечень объектов налогообложения [8], налоговую базу [9], в порядок определения количества добытого полезного ископаемого [10], порядок оценки стоимости добытых полезных ископаемых [11], в порядок определения налоговой ставки [12] и т. д.

Эти изменения в 2006–2014 гг. усилили фискальную функцию налогов из-за высокой зависимости российской экономики от сырьевого экспорта. Однако

не НДПИ, а экспортные пошлины на вывоз нефти и газа составляют львиную долю доходов Федерального бюджета РФ. Например, в 2013 г. они составили 4019,5 млрд рублей, тогда как прочие вывозные пошлины (в совокупности от всех отраслей отечественной промышленности) равнялись всего 38,5 млрд рублей [13].

Из приведённых данных видно, что система налогообложения добычи нефти и газа претерпела серьёзные изменения в виде перехода от плоской, унифицированной ставки НДПИ к сложной формуле, учитывающей конкретные условия извлечения углеводородного сырья. Данные изменения нашли своё отражение в налоговой реформе, вступившей в силу с 1 января 2015 г. [14] Помимо дифференциации формул НДПИ для нефти и газа были повышены базовые ставки и снижены экспортные пошлины на нефть. [15]

В целом можно констатировать, что до сих пор в налоговых изменениях применительно к НГК не просматривается какая-то определённая системность. Её отсутствие создаёт трудности с привлечением инвестиций, ограничивает круг потенциальных инвесторов, которые могли бы участвовать в проектах по освоению углеводородных ресурсов. Привязка к мировым ценам на нефть в налогообложении нефтегазовых компаний свидетельствует об абсолютной ориентации на экспорт. В современных условиях, когда предложение на глобальном рынке УВС увеличивается, а цены падают, такая ситуация весьма опасна. Поэтому необходимо ориентироваться в первую очередь на внутреннее потребление, а также на развитие перерабатывающей промышленности в целях экспорта продукции высоких переделов.

Зависимость от курсов валют, мировых цен на нефть и экспорта УВС ведёт к серьёзным рискам как для нефтегазовой отрасли, так и для экономики страны в целом. Избежать их возможно, лишь выработав системную регуляторную политику, которая бы стимулировала недропользователей к разработке технологий, строительству перерабатывающих мощностей, увеличению глубины переработки, развитию конкуренции на внутреннем рынке, проведению геологоразведочных работ и активной разработке новых месторождений. Уход от зависимости от мировых цен на нефть станет одним из важнейших ша-

гов на пути к оздоровлению нефтегазового сектора России [16].

НЕ ВРЕМЯ ДЛЯ РЕФОРМЫ?

Современное состояние налоговой системы по-разному интерпретируется российскими политиками и учёными. Так, президент РФ В. Путин считает, что налоговый режим у нас в целом конкурентоспособный [17]. Однако с высказыванием главы государства не согласны многие отраслевые эксперты. Критикуя НДС, они неоднократно предлагали ему различные альтернативы. В частности, представители Союза нефтегазопромышленников в своё время выдвигали идею введения специального налога от добычи нефти (СНДН). А законодательное собрание ХМАО – Югры 19 ноября 2014 г. внесло в Госдуму проект федерального закона, который предполагает переход от НДС к налогу на финансовый результат (НФР). Данный законопроект предлагает ввести в рамках пилотных проектов налог на прибыль, полученную от реализации нефти, в размере 60%. Из них 48% должно поступать в федеральный бюджет, а 12% – в региональный. При этом планировалось сохранить налог на прибыль организаций (20%). Перечень пилотных проектов был сформирован на добровольной основе и включил месторождения, разрабатываемые «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛом», «Сургут-нефтегазом» и «Салым Петролеум Девелопмент».

По мнению специалистов, НФР, с одной стороны, является более гибкой системой налогообложения, чем НДС. Он позволяет обеспечить окупаемость месторождений, которые остаются неприбыльными при действующей налоговой системе (в силу сложных условий добычи, небольшого объёма запасов, высокой выработанности и т. д.). С другой стороны, возможны сложности с администрированием поступлений от НФР, это может привести к снижению доходов федеральной казны [18], что недопустимо в условиях кризиса и дефицита бюджета.

Помимо НФР, сейчас в правительстве обсуждается и ещё одна альтернатива НДС – налог на дополнительный доход (НДД). По ряду моментов он отличается от НФР, но имеет ту же идеологию – обложение доходов, а не валовой выручки добывающих предприятий.

При этом многие эксперты считают, что снижение налоговой нагрузки на

нефтяную отрасль отвечает интересам государства, производителей и потребителей: ускорится рост экономики в целом, увеличатся доходы бюджетной системы и населения, расширится занятость.

Приведённые данные свидетельствуют о том, что в России не сложился единый подход к налогообложению нефтегазового комплекса. Однако, несмотря на указанные разногласия, мы разделяем мнение президента РФ о том, что в целом наше налоговое законодательство конкурентоспособно и в настоящее время нет необходимости его менять. Высказывания предпринимателей преследуют свои цели: одни хотят уменьшить налоговое бремя. По нашему же мнению, данная налоговая реформа не обеспечит роста поступлений в бюджетную систему, а приведёт к сокрытию производителями своих доходов и широкому использованию внутрикорпоративного ценообразования. Для перехо-

Система налогового регулирования нефтегазового комплекса ещё не устоялась, о чём свидетельствуют предложения по её совершенствованию путём отмены основных видов налогов и платежей и перехода на их новые виды (НФР/НДД), которые способны снизить нагрузку на компании.

да к НДД необходимо первоначально разработать систему государственного и гражданского контроля (путём создания специального заинтересованного ведомства) за исполнением налогового законодательства, а также за целевым расходованием налоговых поступлений и ценообразованием в розничном звене (на АЗС) [19].

Под строгим государственным оком

Кроме указанных обстоятельств, на собираемость налогов с нефтегазового комплекса существенное влияние оказывает состояние законодательства в других отраслях права. Так, в соответствии с Федеральными законами РФ от 29 декабря 2009 г. № 383-ФЗ «О внесении изменений в часть первую Налогового кодекса Российской Федерации и отдель-

ные законодательные акты Российской Федерации» [20] и от 28 декабря 2010 г. № 404-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с совершенствованием деятельности органов предварительного следствия» [21], с 1 января 2011 г. предварительное следствие по уголовным делам за налоговые преступления по ст.ст. 198-199.2 УК РФ производится следователями Следственного комитета РФ. Все материалы налоговых проверок в настоящее время направляются непосредственно в подразделения СК России по регионам. Эти изменения усложнили работу подразделений МВД по их оперативному сопровождению, поскольку в территориальные органы МВД стали поступать только копии материалов совместных выездных налоговых проверок.

Определённые сложности возникли в связи с изменениями, внесёнными в УПК РФ в 2011 г. [22]. Согласно им материалы, собранные сотрудниками органов внутренних дел, перестали быть основаниями для возбуждения уголовного дела и доказательствами без решения налогового органа. В настоящее время порядок принятия процессуального решения изменён. Теперь следователь Следственного комитета может возбудить уголовное дело о преступлениях, предусмотренных статьями 198-199.1 УК РФ, до получения заключения из налогового органа (при наличии повода и достаточных данных, указывающих на признаки преступления) [23]. Подобное решение, по мнению председателя Следственного комитета РФ А. Бастрыкина, позволило в 2015 г. существенно повысить уровень выявления налоговых махинаций. В результате увеличились объёмы поступающих в госказну платежей. Количество возбуждённых уголовных дел об уклонении от уплаты налогов возросло на 68 % [24].

Например, только по одному уголовному делу задокументированы факты уклонения от уплаты налогов на 7,98 млрд руб. Подозреваемым является российский бизнесмен – учредитель и руководитель двух ООО, предоставляющих в аренду дизельные электростанции. Возможность представлять материалы напрямую в следственное подразделение позволила обеспечить возмещение причинённого ущерба посредством наложения ареста на денежные средства бизнесмена в банках на сумму более 8 млрд рублей [25].

Также остро стоит проблема назначения выездных налоговых проверок на основании материалов, направляемых территориальными органами МВД России. Руководителем налогового органа единолично принимается решение о включении налогоплательщика в план проверок. При этом в случае положительного решения сроки назначения проверки законодательно не определены [26].

Кнут и пряник

Подводя итоги, можно сделать следующие выводы. Система налогового регулирования нефтегазового комплекса ещё не устоялась, о чём свидетельствуют предложения по её совершенствованию путём отмены основных видов налогов и платежей и перехода на их новые виды (НФР/НДД), которые способны снизить нагрузку на компании. Однако, по нашему мнению, введение данных налогов в настоящее время нецелесообразно, поскольку это приведёт к тому, что все негативные эффекты от внешних рисков будут переложены с компаний на государство. А это нанесёт ущерб бюджетной системе страны, которая в значительной степени зависит от поступлений налогов от добычи и экспорта нефтегазовых ресурсов.

В НГК долгое время роль налогов сводилась в основном к осуществлению фискальных функций, а регулирующие и стимулирующие функции не использовались. Это привело к тому, что налогообложение не стимулировало развития добычи из низкорентабельных месторождений, а способствовало выборочной отработке наиболее продуктивных залежей. Большинство «трудных» ресурсов выводится за баланс рентабельности, осваиваются исключительно легкодоступные запасы.

При этом в нефтегазовой сфере возможно использование регулирующих функций налогов – при выполнении геологического изучения недр, переработке углеводородных ресурсов, внедрении новых технологий, экспорте технологического оборудования, аналоги которого не производятся в России, НИОКР и т. п. А стимулирующие функции позволят эффективно работать с существующим фондом скважин и ограничат избирательную разработку месторождений. Использование указанных функций налогов будет способствовать внедрению инновационных технологий, повышающих нефтеотдачу пластов. В свою очередь, это позволит сни-

зить издержки нефтегазовых компаний до уровня, который исключает предоставление налоговых льгот. В этом случае увеличатся показатели эффективности бизнеса и сведутся к минимуму бюджетные потери из-за льгот по налогообложению. Кроме того, при общем сокращении затрат на добычу полезных ископаемых доля наукоёмкой составляющей будет иметь тенденцию к росту. Таким образом, уменьшение издержек будет оказывать выраженное мультипликативное воздействие на экономику большинства отраслей, в том числе машиностроение и НИОКР.

Для эффективного налогового администрирования необходимо улучшение системы учёта и мониторинга в нефтегазовом комплексе. Не обладая точной информацией об уровнях издержек, государство не может предоставить точные адресные льготы для компаний, что приводит к их необъективному использованию, злоупотреблениям и нерацио-

Для эффективного противодействия правонарушениям необходимо заложить в уголовное законодательство принцип экономической выгоды от уплаты налогов.

нальному подходу к различным месторождениям (так как даже в одном регионе они могут различаться по рентабельности). В связи с этим в качестве основной единицы учёта, анализа и управления необходимо выделить конкретный объект нефтегазового комплекса. Это позволит органам регулирования иметь не усреднённый показатель, а достаточно полную и объективную информационную базу, включая данные о величине и степени дифференциации производственных затрат по каждому недропользователю. Такая информация позволит налоговым органам проводить более обоснованные реформы.

Кроме указанных мер, в целях декриминализации налоговой сферы нефтегазового комплекса необходимо, во-первых, использовать биржевые цены на нефть и нефтепродукты, сформированные на товарных площадках, отвечающих критериям ликвидности [27].

Во-вторых, предусмотреть повышение налоговой нагрузки при росте количества организаций-посредников. Рассмотр-

енные выше налоговые аспекты деятельности российских вертикально интегрированных нефтяных компаний и использование ими особенностей действующего законодательства наглядно свидетельствуют о широкомасштабном применении ими в повседневной финансово-хозяйственной деятельности многочисленных организаций-«прокладок», выступающих перепродавцами в процессе реализации товаров конечному потребителю. Указанные действия приводят к неоправданному росту затрат и уменьшению прибыли, выводу значительной части денежных средств за рубеж и усложнению проведения мероприятий по выявлению и пресечению противоправной деятельности в НГК.

В-третьих, внести изменения в действующее законодательство, предусматривающие налоговые вычеты по НДС, в зависимости от их своевременного поступления в бюджет от предыдущих собственников. Указанная мера позволит прекратить использование «подставных фирм» и «компаний-однодневок» в целях фальсифицирования финансово-хозяйственной деятельности по приобретению товаров, облагаемых НДС, и не допустит необоснованного зачёта (возмещения) указанных налогов из бюджета [28]. Даже если сложности с администрированием данной нормы не позволят сразу ввести тотальную проверку таких условий, указанные изменения значительно облегчат процесс формирования доказательной базы и дадут возможность эффективнее расследовать уголовные дела о соответствующих налоговых преступлениях.

В-четвёртых, ужесточить административную ответственность руководителей и собственно юридических лиц за совершение налоговых правонарушений. Она сегодня чрезмерно низка. Таким образом, у хозяйствующего субъекта и его менеджмента отсутствует положительная мотивация к своевременной и полной уплате налогов и сборов. Проведённые расчёты показывают, что организации, применяющей на практике различные схемы ухода от налогообложения (его «минимизации»), гораздо выгоднее оплатить штрафные санкции, предъявленные налоговым органом по результатам проведённой раз в три года проверки, чем отказываться от своих противоправных намерений.

В-пятых, привести в соответствие с уголовным законодательством (сроками давности по тем или иным преступлени-

ям) сроки хранения документов, отражающих финансово-хозяйственную деятельность юридических и физических лиц, а также их бухгалтерской, финансовой и налоговой отчетности.

В-шестых, ввести обязательное нотариальное удостоверение сделок, а также дополнений и приложений к ним, заключаемых юридическими лицами в целях осуществления финансово-хозяйственной деятельности. Необходимость этой новации вызвана многочисленными случаями утрат и уничтожения финансово-хозяйственной документации со стороны фигурантов, подозреваемых в совершении налоговых преступлений. Как уже упоминалось, отсутствие таких документов делает невозможным даже возбуждение уголовного дела, не говоря уже о его эффективном расследовании и направлении в суд. В то же время наличие нотариально заверенных копий договоров (контрактов) с приложениями и дополнениями к ним даст правоохранительным и контролирующим органам возможность получить исчерпывающую информацию о наиболее существенных сторонах сделок (контрагент, его реквизиты, характер и содержание сделки, номенклатура и цена товара/работ/услуг, условия поставки и т. д.). Помимо изложенного, указанная мера сделает бессмысленными преднамеренное уничтожение или подлог соответствующей финансово-хозяйственной документации и фальсификацию хозяйственной деятельности. Подобная мера весьма успешно практикуется в Испании и ряде других стран.

В-седьмых, установить ответственность за действия, приведшие к утрате документов, отражающих финансово-хозяйственную деятельность организации и частных предпринимателей, а также за непринятие мер по обеспечению их сохранности. Это необходимо сделать в связи с тем, что в нефтегазовом комплексе при совершении правонарушений руководителями вертикально интегрированных нефтяных компаний нередко встречаются случаи отказов в предоставлении необходимой информации. При этом формальным оправданием указанных действий является якобы утрата соответствующих документов. Известны примеры, когда в правоохранительный орган направлялись подписанные руководителями местных органов государственной архивной службы акты, в соответствии с

которыми уничтожались все документы финансово-хозяйственной деятельности организации за прошедший год (включая главную книгу, книгу покупок и продаж и т. п.).

Кроме этих общеизвестных мер можно применить и другие, которые успешно используются за рубежом. В Норвегии, например, государством разрабатываются нормативные цены, ниже которых никто не имеет права продавать углеводородные ресурсы. Это позволяет успешно противостоять сокрытию прибыли, использованию схемы трансфертных (внутрикорпоративных) цен.

Для эффективного противодействия правонарушениям необходимо заложить в уголовное законодательство принцип экономической выгоды от уплаты налогов. Действующее в настоящее время положение [29], когда при оплате недоимок и пеней до завершения предварительного следствия уголовное дело прекращается, не обеспечивает данный принцип, а, наоборот, стимулирует неуплату.

Источники:

- [1] О введении в действие части первой Налогового кодекса РФ // Ведомости СНД и ВС РФ. 1992. 12 марта. № 11. С. 527.
- [2] О введении в действие части второй Налогового кодекса РФ: Федеральный закон от 5 августа 2000 г. № 118-ФЗ // СЗ РФ. 2000. 7 августа. № 32. С. 3341.
- [3] Указанные платежи устанавливались Законом РФ «О недрах» от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 / Российская газета. 2008. 23 июля.
- [4] Федеральный закон от 8 августа 2001 г. № 126 – ФЗ // СЗ РФ. 2001. 13 августа. № 33 (часть I). С. 3429; Фед. законом от 29 июля 2004 г. № 95–ФЗ данный вид налога отнесен к Федеральным налогам // СЗ РФ. 2004. 2 августа. № 31. С. 3231.
- [5] Кроме НДС в системе налогообложения в РФ действует Глава 26.4, НК РФ, которой устанавливается специальный налоговый режим при реализации соглашения о разделе продукции // Введен в действие Фед. законом от 6 июня 2003 г. № 65-ФЗ.
- [6] Налоговый кодекс РФ: Фед. закон от 5 августа 2000 г. № 118-ФЗ // Электронный ресурс Консультант Плюс от 6 октября 2015. – URL: www.consultant.ru.
- [7] Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ // СЗ РФ. 1996. № 1. С. 18.
- [8] Федеральные законы от 28 декабря 2010 г. № 425-ФЗ; от 29 декабря 2012 г. № 278-ФЗ; от 23 июля 2013 г. № 213-ФЗ // СЗ РФ. 2012. 31 декабря. № 53 (ч. 1). С. 7598.
- [9] О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса РФ и отдельные законодательные акты РФ в связи с осуществлением мер налогового и таможенного-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ: Фед. законы от 30 сентября 2013 г. № 268-ФЗ; от 28 июня 2014 г. № 187-ФЗ // СЗ РФ. 2013. 7 октября. № 40 (часть III). С. 5038.
- [10] О внесении изменений в главы 21, 23, 24, 25 и 26 части второй Налогового кодекса РФ и некоторые другие акты законодательства РФ о налогах и сборах: Фед. закон от 22 июля 2008 г. № 158-ФЗ // СЗ РФ. 2008. 28 июля. № 30 (ч. 1). С. 3614; О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса РФ и статью 3.1 Закона РФ «О таможенном тарифе» от 23 июля 2013 г. № 213-ФЗ // СЗ РФ. 2013. 29 июля. № 30 (часть I). С. 4046; О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса РФ и от-

дельные законодательные акты РФ: от 24 ноября 2014 г. № 366-ФЗ // СЗ РФ. 2014. 1 декабря. № 48. С. 6647.

[11] О внесении изменения в ст. 29 Фед. закона «О банках и банковской деятельности»: Фед. закон от 29 ноября 2007 г. № 248-ФЗ // СЗ РФ. 2007. 5 ноября. № 45. С. 5425; О морских портах в РФ и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ от 8 ноября 2007 г. № 261-ФЗ // СЗ РФ. 2007. 12 ноября. № 46. С. 5557; О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в связи с совершенствованием принципов определения цен для целей налогообложения: Фед. закон от 18 июля 2011 г. № 227-ФЗ // СЗ РФ. 2011. 25 июля. № 30 (ч. 1). С. 4575; О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса РФ и отдельные законодательные акты РФ: от 24 ноября 2014 г. № 366-ФЗ // СЗ РФ. 2014. 1 декабря. № 48. С. 6647.

[12] О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса РФ и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов РФ: Фед. законы от 27 июля 2006 г. № 151-ФЗ // СЗ РФ. 2006. 31 июля. № 31 (1 ч.). С. 3450; О внесении изменения в статью 342 части второй налогового кодекса РФ от 4 июня 2011 г. № 125-ФЗ // СЗ РФ. 2014. 1 декабря. № 48. С. 6647.

[13] Панчева В. С. Совершенствование налогообложения добычи нефти и газа в России: Дисс. канд. экон. наук / Панчева В. С. – М.: 2015.

[14] О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты РФ: Федеральный закон от 24 ноября 2014 г. № 366-ФЗ // СЗ РФ. 2014. 1 декабря. № 48. С. 6647.

[15] Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2015 г. Задачи на среднесрочную перспективу. – М.: 2016. – URL: <http://www.sro-eo.ru/news/669>

[16] Панчева В. С. Совершенствование налогообложения добычи нефти и газа в России: Дисс. канд. экон. наук. – М.: 2015. – С. 3–4.

[17] Путин В. О наших экономических задачах: авторская статья. – URL: <http://oko-planet.ru/first/page,5,97727-v-putin-rossiya-sosredotachivaetsya-vyzovy-na-kotorye-my-olzhy-otvetit.html>

[18] Долгосрочные перспективы нефтегазового сектора: взгляд из 2014 года / Автор. коллектив под руководством Л. Григорьева // Энергетический бюллетень. 2014. Ноябрь. № 19. С. 28.

[19] Алабердеев Р. Р. Теоретико-методологические основы и стратегические направления обеспечения экономической безопасности нефтегазового комплекса России: Монография. – М.: 2014. С. 153–154.

[20] Российская газета от 31 декабря 2009.

[21] Российская газета от 30 декабря 2010.

[22] Федеральный закон РФ от 6 декабря 2011. № 407-ФЗ // СЗ РФ. 2011. 12 декабря. № 50. С. 7349.

[23] О внесении изменений в Уголовно-процессуальный кодекс РФ: Федеральный закон РФ от 22 октября 2014 г. № 308-ФЗ // СЗ РФ. 2014. 27 октября. № 43. С. 5792.

[24] Обман валют / Российская газета. 2016. 15 января.

[25] Алабердеев Р. Р. Вопросы обеспечения экономической безопасности нефтегазового комплекса в сфере налогообложения // Образование, наука, научные кадры. 2016. № 1. С. 42.

[26] Гапоненко В. Ф., Палишкина О. В. Обеспечение экономической безопасности в налоговой сфере: Монография. – М.: Академия управления МВД России, 2015. – С. 79.

[27] О защите конкуренции: Федеральный закон от 26 июля 2006 г. № 135 // СЗ РФ. 2006. 31 июля. № 31 (часть I). С. 3434; Третий антимонопольный пакет: поправки в Федеральный закон «О защите конкуренции» и некоторые другие законодательные акты РФ: Федеральный закон от 6 января 2012 г. № 401-ФЗ // СЗ РФ. 2011.

12 декабря. № 50. С. 7343.; изменения в Кодекс РФ об административных правонарушениях: Фед. закон № 404-ФЗ от 6 января 2012 года // СЗ РФ. 2011. 12 декабря. № 50. С. 7346.

[28] Гапоненко В. Ф., Палишкина О. В. Вопросы оценки экономического ущерба от криминальных процессов в налоговой сфере и эффективности деятельности органов внутренних дел по обеспечению экономической безопасности // Бизнес в законе. Экономико-юридический журнал. 2014. № 5. С. 156–159.

[29] О внесении изменений в части Налогового кодекса и отдельные законодательные акты РФ от 29 декабря 2009 г. № 383-ФЗ // СЗ РФ. 2010. № 52.

22 – 24 ноября 2016

КРАСНОЯРСК

Приглашаем к участию!



Крупнейшая за Уралом
специализированная выставка

«Нефть. Газ. Химия»

- новейшее оборудование и технологии от ведущих компаний России и зарубежья
- деловая программа по актуальным вопросам геоотрасли и нефтегазовой промышленности

Организатор – ВК «Красноярская ярмарка»



сибирь
КРАСНОЯРСКАЯ
ОБЛАСТНАЯ
ЯРМАРКА



Официальная поддержка:



МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19
тел.: +7 (391) 22-88-616, 22-88-611 – круглосуточно
nedra@krasfair.ru
www.krasfair.ru

Без чего неммыслимо движение

ООО «ЛЛК-Интернешнл» расширяет производство современных смазочных материалов и выводит на рынок новые премиальные марки



«ЛУКОЙЛ»

Павел БОГОМОЛОВ

Аналитики топливного рынка, как известно, судят о вертикально интегрированных нефтяных компаниях в основном по объёмам доказанных запасов и динамике добычи углеводородного сырья. Рядовые же потребители чаще всего формируют своё мнение об энергетических гигантах, основываясь на качестве конечных продуктов – горючего и смазочных материалов.

«ЛУКОЙЛу», который ныне готовится отметить 25-летний юбилей, есть чем похвастаться в этой области. Это наглядно продемонстрировала 11-я ежегодная конференция корпоративной дилерской сети, работающей в сфере смазочных материалов. Ибо именно качество масел является особо значимым фактором для миллионов производителей, транспортных и простых автолюбителей.

СТО ЛЕТ ЗА ЧЕТВЕРТЬ ВЕКА

На конференцию, организованную ООО «ЛЛК-Интернешнл», съехались более 350 представителей дилерских организаций из многих регионов России, ближнего и дальнего зарубежья. Масштабы такого участия неувидительны. Сверить часы, посоветоваться о насущных проблемах рынка и о его тенденциях лучше всего под эгидой одного из признанных мировых лидеров по выпуску масел (более 1 млн т в год). В мероприятии приняли участие представители научных организаций, производственных предприятий, маркетинговых и сбытовых структур.

«Бизнес смазочных материалов «ЛУКОЙЛа» динамично развивался с момента становления компании, – отметил, открывая форум, генеральный директор ООО «ЛЛК-Интернешнл» Максим Дондэ. – В сфере, где крупнейшие мировые игроки представлены более столетия, мы совершили серьёзный прорыв всего за четверть века. Компания модернизировала производственные мощности по последнему слову техники, привлекла к работе лучшие

научные кадры. В результате ассортимент увеличен с 30 видов масел по ГОСТу более чем до 700 продуктов, многие из которых по своим рабочим характеристикам превосходят известные импортные аналоги». Показателен и тот факт, что в течение последнего десятилетия продажи лукойловских масел росли на 18% в год!

«С этими премиальными смазочными материалами мы активно выходим на крупные зарубежные рынки, – продолжал М. Дондэ. – Показательно, что ещё 10 лет назад «ЛУКОЙЛ» был поставщиком масел исключительно для отечественных производителей. А сегодня в нашем клиентском портфеле первых и сервисных заливок уже два десятка известных зарубежных брендов, в том числе Ford, GM, Renault и MAN».

Как отмечалось в выступлениях других ораторов, «ЛЛК-Интернешнл» обеспечивает 40% производства смазочных материалов в нашей стране. При этом выпуск присадок (более 20 тыс. т в год) является крупнейшим в СНГ. Заводы компании в Перми и Волгограде сертифици-



фицированы по главному международному автомобильному стандарту ISO/TS 16949:2009. Иными словами, подтверждается мировой уровень качества продуктов «ЛУКОЙЛа» и его производственных процессов.

Но у компании имеются и зарубежные мощности по производству масел: 9 собственных и 26 привлечённых заводов по всему миру. Особое место среди них занимает австрийская производственная площадка. Это единственный завод смазочных материалов в ЕС, сертифицированный по высшей категории стандарта Ассоциации автомобильной промышленности Германии VDA 6.3. Данный сертификат придает предприятию статус одного из приоритетных поставщиков масел для автоконцернов ФРГ.

«ЛЛК-Интернешнл» имеет более чем 1 тыс. действующих одобрений со стороны мировых производителей оборудования и техники. К тем именитым российским и зарубежным брендам, о которых сказал на открытии форума Максим Дондэ, можно добавить Chery, Lifan, БЕЛАЗ, МАЗ, КАМАЗ, ГАЗ и ряд других компаний.

При этом речь идёт не только об обслуживании автомобильных двигателей. Так, растущим спросом пользуются пластичные смазки FLEX. Они необходимы для металлургии, горно-добывающей, целлюлозно-бумажной промышленности, производства высокотемпературных вентиляторов, электродвигателей и кондиционеров. Данные смазки обладают высокой устойчивостью к структурному, окислительному и термическому разрушению, завидными противозносными и противозадирными показателями. Серия FLEX, нацеленная на сопротивление высоким температурам, демонстрирует отличные результаты в Арктике.

Стремительно входит «ЛУКОЙЛ» и в сопредельные, ранее не освоенные российскими компаниями сегменты производства смазочных материалов. В частности, ему принадлежат уже 10% глобального рынка судовых масел. Да-да, мы сегодня – среди «бункеровочных грандов» мирового торгового флота.

Плоды многолетних усилий

Новых продуктов становится всё больше. Как сообщил в ходе конференции директор по науке ООО «ЛЛК-Интернешнл» Андрей Стерхов, в 2015 г. было создано рекордное количество новых рецептур масел – 53, реформулировано ещё 57. Это на четверть больше, чем среднегодовые показатели последних лет. В основном



«ЛУКОЙЛ»

речь идёт о расширенной линейке моторных масел завтрашнего дня «ЛУКОЙЛ Genesis» (в том числе с увеличенным интервалом замены), смазочно-охлаждающих жидкостей (СОЖ), промышленных смазок нового поколения.

Кстати, формула «нового поколения» подходит и к кадровой политике. Но обеспечивать профессиональную преемственность нелегко. Увы, ни один вуз РФ не готовит дипломированных специалистов именно по смазкам, а ведь в этой области молодые сотрудники очень нужны. Но и корпоративный «фильтр» для них весьма требователен: получив в прошлом году около 500 заявок из 12 учебных заведений России, ООО «ЛЛК-Интернешнл» приняло на работу только 15 выпускников – самых одарённых и перспективных.

В Сочи были даны стратегические оценки текущего этапа развития компании и её дилерской сети. Один из главных выводов – бесспорный успех 2016 года (хотя его официальные итоги будут подведены, конечно, позднее). Сказываются, как уверяет М. Дондэ, плоды многолетних усилий – расширение продуктового портфеля, поступление весьма престижных одобрений, получение прав первой заливки.

«ЛЛК-Интернешнл» приближается к стопроцентному удовлетворению ряда запросов внутреннего рынка. Но производители и дилеры настроены самокритично. Они приписывают данные успехи не только самим себе. Помогла и макроэкономика: опираясь на изменившееся

соотношение между рублём и долларом, компания может позволить себе не повышать оптовые и розничные цены на масла такими высокими темпами, как иностранные производители. «Сегодня в России, – отмечает Дондэ, – владелец иномарки с полным правом спрашивает себя, почему мне непременно следует покупать дорогостоящее импортное масло, если существует проверенный отечественный аналог?»

Но потенциал импортозамещения в индустрии смазочных материалов по-прежнему весьма велик. Он простирается от заливки подвесных моторов на катерах до специализированной смазки железнодорожных вагонов и локомотивов. Так что у партнёрства между «ЛУКОЙЛом» и РЖД в данном сегменте – большое будущее. Уже создан совместный инженерный центр «Интесмо». Он проводит испытания антикоррозийной способности смазок на стендах, а также определяет давление истечения на нижней границе рабочей температуры и оценивает стабильность смазок против окисления по специальной методике.

Куда нацелить экспорт?

По мнению одного из ведущих маркетологов компании Валерия Версталле, рынок смазочных материалов в Европе можно назвать «взрослым», иными словами – достигшим по своему товарному наполнению предельных рубежей и уже начавшим «стареть». Владельцы машин редко покупают масло сами, тем более нечасто смазывают ходовые части своими силами.

ми, во всём полагаясь на автосервис. Население большинства стран ЕС растёт медленно, парк традиционных автомобилей с бензиновыми и дизельными двигателями стабилизировался, в городах распространяется коллективистская практика car-sharing. Активизируется не частный, а общественный транспорт...

«Действительно, – с улыбкой поддерживал коллегу Максим Дондэ, – где-нибудь на улице вдоль Темзы вас может сбить скорее не шофёр, а велосипедист! В общем, валового роста спроса на масла в Европе, в отличие от других континентов, уже не будет. И если продвигать в такие страны потоки своих смазок, то стандартного заполнения того или иного рыночного сегмента не получится. Чтобы куда-то войти, понадобится что-либо у кого-то отнять. А это, согласитесь, – нежелательная, да и несвойственная нам агрессивность. Другое дело, что завод в Австрии можно и нужно расширять, но отнюдь не обязательно полностью реализовывать его продукцию в Старом Свете».

В то же время открываются совершенно новые географические ареалы, свободные рынки XXI века. Так, три месяца назад ООО «ЛЛК-Интернешнл» открыло офис в Урумчи – столице Синцзян-Уйгурского автономного района Китая. Почему там, среди пустыни? Неподалёку, на казахстанской стороне границы между КНР и Центральной Азией, всё тот же российский инвестор строит завод по производству 100 тыс. т смазочных материалов в год. Предприятие возводится в Алма-Ате и уже обретает региональное значение.

Реальной перспективой, причём на ближайшее время, становится для ООО «ЛЛК-Интернешнл» Ближний Восток. В Ирак уже идут поставки масел с турецких мощностей «ЛУКОЙЛа». По мере снятия санкций с Тегерана открывается иранский рынок. Трудностей при его освоении будет немало, но ведь и приз за такую активность может оказаться весомым.

С учётом вхождения «ЛУКОЙЛа» в обычные проекты в Мексике было бы целесообразно рассмотреть возможности продаж масел и в этой стране. Очень нуждается в данной продукции и Африка. Хотя пока не совсем ясно, следует ли начать создание дилерской сети с Египта, ЮАР или, быть может, Нигерии, где

уже реализуются разведочные проекты «ЛУКОЙЛа». Немалый потенциал для роста поставок и инвестиционной активности имеется и в СНГ.

Если же на иных экспортных направлениях физические объёмы временно падают, то расстраиваться россиянам всё равно не стоит. Во-первых, вывоз продуктов с высокой добавленной стоимостью всё же растёт – и по объёмам, и в стоимостном выражении. Во-вторых, как пояснил М. Дондэ, российские компании не исповедуют принципа «глобализм ради глобализма». Зачастую с учё-



том фактора рентабельности нет смысла везти какие-то масла из российской глубинки на другой конец света. Многие виды продукции можно поставлять с зарубежных предприятий ООО «ЛЛК-Интернешнл», работающих в Австрии, Финляндии, Турции, Объединённых Арабских Эмиратах...

ИСПЫТАНИЯ В ЖЁСТКИХ УСЛОВИЯХ

Одним из очередных доказательств эффективности лукойловских масел стал недавний трансконтинентальный автопробег команды ООО «ЛЛК-Интернешнл» на внедорожнике Volkswagen Touareg. За рулём сменяли друг друга Райнер Цитлоу – основатель и владелец агентства Challenge4, – автогонщик и фотограф Мариус Биела и журналист «Авто Mail.ru» Пётр Баканов. Пользуясь полностью синтетическим всесезонным моторным маслом премиум класса «ЛУКОЙЛ Genesis VN SAE 5W-30», международный «триумvirат» преодолел расстояние от Магадана до Лиссабона – 15200 км – всего за 6 дней 9 часов и 38 минут. Был поставлен мировой рекорд.

При этом для команды ООО «ЛЛК-Интернешнл» не было создано никаких

привилегированных условий в ходе изнурительного ралли. Машина, пробег которой к началу поездки уже составлял 175 тыс. км, круглосуточно катилась на скорости не выше официально разрешённой (в среднем по Евразии этот индикатор достиг отметки 98,7 км в час). Катилась и по щебёнке Колымского тракта, и по асфальту. Пересекая 11 часовых поясов, экипаж простаивал в очередях перед железнодорожными переездами, добросовестно проходил процедуру пограничного контроля на границе ЕС и нигде не нарушал правил...

Об автопробеге от приисков Магадана до пиренейских виноградников вышло 430 публикаций, а число просмотров фильма, снятого в ходе ралли, за первую же неделю превысило 30 тыс.!

Тем временем европейская лаборатория ISP, специализирующаяся на испытаниях горюче-смазочных материалов, опубликовала итоги анализа масла, которое во многом обеспечило успех гонки. Изучение контрольной пробы, сделанной на отметке 10 тыс. км, выявило высокие качественные характеристики продукта. ISP тщательно оценила содержание металлов в отработанном масле. И что же? Оно свидетельствует о 25-процентном уменьшении износа по сравнению с импортным аналогом, применявшимся ранее. Щелочное число сохранилось на отметке более 50% от первоначального значения, что подтверждает высокий уровень защиты двигателя.

«Тестирование нашего нового масла во время автопробега во многом отразило реальные жёсткие условия эксплуатации автомобилей в России: сложный профиль дороги, повышенная запылённость, режим “старт – стоп”, увеличение нагрузки на двигатель. В настоящий момент GENEZIS VN 5W-30 производится в Европе. Успешное испытание масла подкрепляет наше намерение в ближайшее время начать его выпуск и в России», – отметил Максим Дондэ.

Спортивный рекорд трёх автопрофессионалов стал результатом кропотливой работы многотысячного коллектива специалистов. И можно надеяться, что «ЛУКОЙЛ» ещё не раз порадует потребителей на Востоке и Западе и другими новинками, повышающими эффективность и надёжность двигателя. ■

Вехи славного нефтяного пути

Исполнилось
150 лет нефтяной
промышленности
России*

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Полуторавековая летопись нефтяной промышленности России включает в себя множество ярких, судьбоносных событий. В первых пяти частях статьи был дан обзор наиболее значимых достижений отрасли в области добычи, транспортировки, переработки нефти в дореволюционное время и в первые годы советской власти. В этой части повествуется о трудовом подвиге геологов и нефтяников, создавших в 1940–1950 годах в Волго-Уральской нефтегазоносной области новую мощную топливно-энергетическую базу СССР.

На подступах к кладовым Урало-Поволжья

Ещё 16 апреля 1929 г. из скважины, пробуренной бригадой бурового мастера Прокопия Позднякова под руководством горного инженера Павла Преображенского, была получена первая нефть Прикамского края. И вскоре, на VII съезде Советов Урала, делегат от Пермского округа после вручения бутылки с первой нефтью торжественно предсказал скорое появление в регионе «Второго Баку».

Известие о найденном в Прикамье «чёрном золоте» высоко оценил академик Иван Губкин: «Мы имеем дело, возможно, с запасами нефти, значение которых для промышленности трудно даже себе представить. Несомненно, что нефть на склоне Уральского хребта налицо. Причём на основании предварительных данных она существует в количествах, имеющих промышленное значение».



Академик Иван Губкин предсказал большое нефтяное будущее Волго-Уральского региона

Мнение признанного учёного-нефтяника сыграло решающую роль в том, что 18 мая 1929 г. уже был подписан приказ ВСНХ о создании специальной организации – Особого бюро «Уралнефть», чтобы руководить всеми работами по разведке нефтяных и газовых месторождений Урала.

После создания в июне 1929 г. первой на востоке России конторы бурения «Уралнефть», возглавляемой опытным буровиком Романом Бучацким, в Верхнечусовских Городках развернулся широкий фронт буровых работ. Одна за другой сдавались эксплуатационные скважины. К зиме 1929–1930 гг. было введено в разработку 29 скважин в районе Верхнечусовских Городков, две в районе Кизела – Губахи, по одной – в Чердыни, Усолье, Шумково, Усть-Кисерти. В начале 1930-х на промысле добывалось около 15 тыс. т нефти в год. И понятно, что это не выдерживало никакого сравнения с годовыми объёмами производства на Апшеронском полуострове – более 12 млн т.

Надежда на «Второе Баку» вновь возродилась, когда 16 мая 1932 г. в Ишимбаеве (Башкирская АССР) из скважины № 702 ударил первый фонтан «чёрного золота». 31 января 1934 г. газета «За индустриализацию» писала: «Борьба за восточную нефть будет происходить не только на площадках нефтяных промыслов... Восточная нефть – дело всего пролетариата СССР».

Ключевым поворотным пунктом в судьбе Урало-Волжского нефтяного региона стало 16 марта 1938 г., когда советское правительство приняло постановление «О развитии новых нефтяных районов». Согласно плану развития народного хозяйства СССР в третьей пятилетке, начавшейся с 1938 г., в 1942 г. планировалось довести добычу нефти до 54 млн т. Чтобы выполнить этот план, предусматривалось «создать в районе между Волгой и Уралом новую нефтяную базу – “Второе Баку”».

Начало Великой Отечественной войны внесло существенные коррективы в выполнение намеченной программы. 30 июля 1941 г. Государственный Комитет Обороны СССР принял постановление «О мерах по развитию добычи и переработки нефти в восточных районах СССР и Туркмении». В сентябре 1942 г. было решено перебазировать на восток страны буровые предприятия и десятки тысяч высококвалифицированных специалистов из объединения «Азнефть». А затем, 8 апреля 1942 г., СНК СССР принял постановление «Об организации нефтяных комбинатов в районах “Второго Баку” и частичном изменении организационной структуры Народного комиссариата нефтяной промышленности». Вскоре, 22 сентября 1942 г., появилось ещё одно постановление ГКО о всемерном форсировании увеличения добычи нефти в «Казахнефтекомбинате», «Молотовнефтекомбинате» и в трестах «Бугурусланнефть», «Сызраньнефть», «Ишимбайнефть», «Туймазанефть», «Туркменнефть», «Калининнефть» и «Ворошиловнефть». Это придало мощный импульс развитию «Второго Баку». Во исполне-

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



В 1929 г. первая пермская нефть обозначила вектор будущего развития нефтяной отрасли СССР

ние данных постановлений осенью и зимой 1942–1943 гг. более 10 тыс. нефтяников из Азербайджанской ССР были передислоцированы в Татарскую и Башкирскую АССР и Куйбышевскую область.

К решению этой задачи были привлечены лучшие интеллектуальные силы советской науки. Так, 3 июня 1942 г. образовали специальную комиссию Академии наук СССР по мобилизации ресурсов Поволжья и Прикамья, в составе которой создана нефтяная секция во главе с академиком Сергеем Намёткиным.

Учёные Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного института, Института нефти и других учреждений Академии наук провели развёрнутые геологические исследования нефтеносности Урало-Поволжья.

25 июля 1943 г. вошло в историю отечественной нефтяной промышленности благодаря открытию первой промышленной нефти Татарстана. Буровая бригада Шугуровской нефтеразведки Татарского геологоразведочного треста, возглавляемая мастером Гарифом Ха-

мидуллиным, с глубины 617,5 м роторной скважины № 1 получила приток нефти. Причём нефтепроявления прослеживались до глубины 647,8 м. При опробовании комплекса нефтеносных пластов указанного интервала была получена газированная нефть с суточным дебитом в 20 т. Нефть была обнаружена в среднем карбоне, что стало определённой неожиданностью для геологической службы.

В докладной записке в ГКО от 20 декабря 1943 г. секретарь Татарского обкома ВКП(б) Владимир Никитин отрапортовал об открытии промышленного месторождения, где «получена нефть хорошего качества с суточным дебитом 20–30 т». При этом он сообщил, что рядом, в Юго-Восточном Закамье, располагаются ещё целый ряд перспективных месторождений. Он также просил Государственный Комитет Обороны принять решение, «обязывающее Наркомнефть СССР освоить Шугуровское нефтяное месторождение и организовать в 1944 г. промышленную добычу нефти в этом районе».

Данное обращение было рассмотрено в правительстве, и 11 марта 1944 г. при-

25 июля 1943 г. вошло в историю отечественной нефтяной промышленности благодаря открытию первой промышленной нефти Татарстана. Буровая бригада Шугуровской нефтеразведки Татарского геологоразведочного треста, возглавляемая мастером Гарифом Хамидуллиным, с глубины 617,5 м роторной скважины № 1 получила приток нефти.

нято постановление Совнаркома СССР «О развитии разведочных работ и подготовке к строительству нефтяного промысла на Шугуровском месторождении Татарской АССР». А нарком нефтяной промышленности Иван Седин подписал приказ «О развитии разведочных работ и подготовке к строительству нефтяного промысла на Шугуровском месторождении Татарской АССР».

Затем последовала целая серия новых крупных открытий в Поволжье. В сентябре 1943 г. восточнее Ишимбая в

Башкирской АССР было открыто крупное Кинзебулатовское месторождение нефти. Первая фонтанирующая скважина давала 2 тыс. т в сутки. А в декабре 1943 г. на Самарской Луке в Куйбышевской области, у посёлка Зольное, открыто Зольненское месторождение. Разведочная скважина № 1 вскрыла мощный нефтяной горизонт на глубине 1130–1150 м. Она дала дебит в 120 т в сутки.

Ещё два знаменательных события произошли в следующем году. 8 июня 1944 г. в этой же области на буровой № 41, в Яблоневом овраге Жигулей, на глубине около 1600 м, бригада мастера Василия Ракова вскрыла продуктивные нефтеносные отложения. Из скважины ударил мощный фонтан первой в СССР девонской нефти. Когда 9 июня был определён дебит скважины, то оказалось, что в сутки она даёт около 500 т высококачественного «чёрного золота». А 26 сентября 1944 г. в Башкирской АССР скважиной № 100 с дебитом 200 т в сутки открыто Туймазинское месторождение также девонской нефти. Бурение было произведено бригадой мастера Андрея Трипольского.

Трудовой подвиг советских геологов и нефтяников дал весомый результат: если в 1940 г. удельный вес «Второго Баку» в общей добыче нефти СССР составлял всего 6%, то в 1945 г. этот показатель возрос более чем в два раза и достиг 14,6%.

Штурм «Второго Баку»

После завершения войны в стране наступил напряжённый восстановительный период. В годы войны СССР понёс громадные людские и материальные потери, значительный ущерб был нанесён всем отраслям народного хозяйства, в том числе и нефтяной промышленности. Так, объём добычи в 1945 г. равнялся 19,4 млн т, снизившись на 58,7% по сравнению с 1941 г.

Министр нефтяной промышленности СССР Николай Байбаков назвал следующие причины кризисных явлений в отрасли: «Вынужденная в годы войны консервация значительного числа скважин в связи с нарушением транспортировки нефти обернулась впоследствии бедой – многие из них не удалось восстановить. Ощущался недостаток квалифицированных рабочих. Положение усложнялось тем обстоятельством, что старые нефтяные месторождения, эксплуатировавшиеся многие десятки лет, вступили в



Агитационный плакат «Второе Баку»



Министр нефтяной промышленности СССР Николай Байбаков был одним из последовательных сторонников ускоренного развития Волго-Уральского региона

период поздней разработки со сложными условиями...

18 марта 1946 г. Верховный Совет СССР принял закон о пятилетнем плане на 1946–1951 гг. В нём было записано: «Обеспечить быстрое восстановление и развитие нефтяной промышленности, достигнуть довоенного уровня добычи и переработки нефти в 1949 г. и превзойти этот уровень в 1950 г.».

В рамках послевоенной пятилетки предусматривался значительный объём разведочных работ на нефть, создание к

1950 г. разведанных запасов не менее чем на 2–3 года вперёд с учётом потенциала Волжско-Уральского региона.

Вначале, 17 сентября 1946 г., в юго-восточной части Татарской АССР, в Бавлинском районе, скважина № 1, пробуренная бригадой бурового мастера Степана Баклушина из треста «Туймаза-нефть», вскрыла в терригенной толще девона на глубине 1770 м мощный нефтеносный горизонт. Нефтяной фонтан при открытии скважины достиг 40 м, а её дебит сразу составил 80 т девонской нефти в сутки, затем продолжалось его возрастание.

Дальнейшая разведка и оконтуривание залежи осуществлялись вплоть до 1950 г. Открытое месторождение, получившее название Бавлинское, стало широко известным благодаря проведению здесь научно-промышленного эксперимента по изучению влияния плотности сетки скважин на производительность залежи и эффективность нефтеотдачи.

После получения Бавлинского нефтяного фонтана геологи треста «Туймаза-нефть» были уверены, что ещё более крупное месторождение должно располагаться дальше по Туймазинско-Бавлинскому выступу. Анализ результатов проведённых поисково-разведочных работ показал, что девонские отложения и залегающие под ними породы кристаллического фундамента имеют тенденцию подъёма от селения Шунгурово на северо-восток, в направлении деревни Ромашкино. Здесь, на Ромашкино-Сугушлинской площади, и были развёрнуты масштабные работы по глубокому бурению.

И 25 июля 1948 г. при испытании скважины № 3, пробуренной бригадой бурового мастера Сергея Кузьмина из Шугуровской нефтеразведки Татарского геологоразведочного треста, с глубины 1692 м был получен фонтан девонской нефти дебитом свыше 100 т в сутки. Так было открыто Ромашкинское месторождение. Тогда никто из отечественных специалистов ещё не предполагал, что через несколько лет, благодаря выявленным гигантским запасам в объёме 2 млрд т, оно уверенно войдёт в первую десятку крупнейших в мире.

Далее, учитывая новые геологические критерии поиска нефти в слоях девона, геологи треста «Татнефтегазразведка» во главе с Александром Мельниковым применили методику широкого охвата разведочным бурением территории во-



Агитационный плакат 1950 г.

круг скважины № 3, на расстоянии 5–10 км. И все пробуренные разведочные скважины дали нефть с большими дебитами. Впоследствии с использованием данной методики были открыты Миннибаевская, Абдрахмановская, Павловская и другие девонские нефтеносные площади.

Однако последующее освоение Ромашкинского месторождения представило значительную трудность. В определённой степени это было связано с тем, что на начальном этапе проектирование его разработки велось при недостаточной изученности геологического строения площади, без учёта сложных геолого-физических характеристик и особенностей строения залежи. И главной причиной явилось то, что правительство СССР поставило перед отраслью задачу в короткие сроки дать экономике страны высококачественную нефть Поволжья в значительных объёмах. Поэтому всё делалось разработчиками впервые прямо «на месте», порой без всяких согласований со столочными институтами.

В то время в Татарской АССР не было надёжной базы для нормального функционирования нефтедобычи в новом районе: не хватало нефтепромыслового оборудования и техники, достаточного числа квалифицированных специалистов, отсутствовала необходимая производственная, транспортная и бытовая инфраструктуры. В связи с этим 28 апреля 1950 г. было принято постановление Совета Министров СССР «О мероприятиях по ускорению развития добычи нефти в Татарской АССР». В соответствии с ним образовано производствен-



Руководство объединения «Татнефть»: в первом ряду в центре – начальник объединения Алексей Шмарёв, во втором ряду первый справа – его заместитель Валентин Шашин

ное объединение «Татнефть», в составе которого созданы нефтедобывающие тресты «Бавлынефть», «Бугульманефть», буровой трест «Татбурнефть» и другие предприятия. Первым начальником объединения «Татнефти» стал опытный нефтяник Алексей Шмарёв, а его заместителем – Валентин Шашин, впоследствии министр нефтяной промышленности СССР.

В короткие сроки на юго-востоке автономной республики были сосредоточены значительные производственные и строительные мощности. В результате последующего интенсивного разведочного бурения открыты мощные Новоел-

ховское, Бондюжское, Ульяновское, Нурлатское, Ямашинское нефтяные месторождения.

Развитие нефтегазодобывающего комплекса в короткое время преобразило весь юго-восток республики. Возникли и быстро выросли новые города и благоустроенные посёлки, где проживали семьи нефтяников, – Альметьевск, Лениногорск, Нижнекамск, Азнакаево, Бавлы, Джалиль, Актюба и другие.

В 1950 г. за открытие Ромашкинского месторождения Сталинской премии 2-й степени были удостоены главный геолог треста «Татнефтегазразведка» Александр Мельников и его соратники Сергей Егоров, Фёдор Ефремов, Анатолий Лукин, Илья Шпильман, Степан Маковский, Николай Голобоков.

НЕФТЯНОЙ РИТМ ПОСЛЕВОЕННЫХ ПЯТИЛЕТОК

Планы четвёртой пятилетки были выполнены досрочно. Объём промышленной продукции в 1950 г. превысил уровень довоенного 1940-го на 73% вместо запланированных 48%. Не подкачали и советские нефтяники. В 1950 г. в стране было добыто 37,9 млн т, что почти в 2 раза больше по сравнению с 1945 г. Полностью была восстановлена деятельность отрасли, произведено техническое перевооружение промыслов и предприятий, подготовлена база для дальнейшего развития трубопроводной сети. Объём разведочного бурения в IV

пятилетке составил 6,5 млн м. Для сравнения – столько же было пробурено в стране за 1921–1945 гг.

И именно в IV пятилетке со всей очевидностью определилась чёткая перспектива ускоренного развития нефтяной промышленности СССР, в первую очередь в пределах «Второго Баку». В 1950 г. там было добыто уже 29,6% (11 млн т нефти) от общесоюзного объёма.

В годы второй послевоенной пятилетки (1951–1955 гг.) высокие темпы роста нефтедобычи, диктуемые советским правительством, достигались любыми доступными средствами, порой не учитывая мнения учёных-нефтяников. Однако и в этих условиях в Башкирской АССР появился хороший пример рациональной разработки нефтяных месторождений.

На начальном этапе освоения Туймазинского месторождения, открытого в 1944 г., была предложена новая система эксплуатации залежей с целью повышения добычи. Её создали специалисты «Востокнефтепроекта» и учёные Московского нефтяного института имени И. М. Губкина. Впервые в мировой практике был составлен научно обоснованный план разработки – её динамику

Именно в IV пятилетке со всей очевидностью определилась чёткая перспектива ускоренного развития нефтяной промышленности СССР, в первую очередь в пределах «Второго Баку». В 1950 г. там было добыто уже 29,6% (11 млн т нефти) от общесоюзного объёма.

поставили в зависимость от заранее запроектированного процесса законтурного заводнения. Предлагалось осваивать месторождение по разреженной сетке, при которой на каждую скважину приходилось по 20–32 га площади. Число эксплуатационных скважин сократилось. Следовательно, при разбуривании месторождения возникла большая экономия средств.

Применение новой технологии, использующей рациональный метод законтурного заводнения для поддержания пластового давления, позволило сохранить на продолжительный период



Одна из буровых бригад, победителей соревнования за досрочное выполнение пятилетнего плана



Начальник объединения «Башнефть» Степан Кувыкин был одним из инициаторов внедрения достижений технического прогресса во все этапы производства

фонтанирование скважин с высоким дебитом, существенно повысить коэффициент извлечения балансовых запасов. За это достижение в 1950 г. Сталинская премия 1-й степени была присуждена группе нефтяников – заместителю министра нефтяной промышленности Вартану Каламкарару, руководителю объединения «Башнефть» Степану Кувыкину и Андрею Трофимуку, инженерам треста «Туймазанефть» – Павлу Гапонскому, Татаркану Золоеву и Николаю Михайловскому, а также профессору Московского нефтяного института Владимиру Щелкачёву.

В послевоенные пятилетки наряду с ускорением темпов нефтедобычи решалась и ещё одна важная задача – обеспечение технического прогресса на всех этапах производства. Так, башкирские буровики стали зачинателями бурения скважин электробуром. Впервые он был применён в 1950 г., когда бригада бурового мастера Фёдора Алексеева на Туймазинской площади успешно пробурила эксплуатационную скважину. В дальнейшем этот метод был использован при бурении наклонно-направленных скважин.



Вид на один из промыслов объединения «Куйбышевнефть» в Жигулях

В тот же период на нефтяных месторождениях Башкирии по инициативе начальника объединения «Башнефть» Степана Кувькина начали опробоваться многопроводные системы телемеханизации и радиодиспетчеризации процессов нефтедобычи. Широкое применение нашли новые отечественные центробежные погружные электронасосы, стала активно внедряться технология кислотной обработки призабойных зон скважин, отрабатывался промышленный метод теплового воздействия на нефтяной пласт.

В Бавлинской конторе бурения «Татнефти», возглавляемой Петром Балабановым, зародилась инициатива по скоростному бурению скважин. В 1951 г. бригада бурового мастера Петра Бойко, взяв на вооружение форсированный режим турбинного бурения, заканчивала скважины с превышением коммерческой скорости более чем в два раза (по сравнению со средней по объединению).

На промыслах «Татнефти» с 1955 г. стал внедряться метод гидроразрыва пласта, начали использоваться автоматические устройства для депарафинизации скважин. Специалисты этого объ-

Отраслевой новацией стало и двухствольное бурение скважин в Жигулях, ставшее в дальнейшем прототипом кустового бурения. За период 1951–1960 гг. в области одновременно двумя стволами было пробурено 300 скважин с общим объемом проходки 500 тыс. м.

единения были инициаторами внедрения крупноблочного метода строительства буровых установок, заключавшегося в их расчленении на два крупных блока и доставке на место строительства с помощью хребтовых лафетов.

Буровики объединения «Куйбышевнефть» в 1950 годы уже полностью перешли на турбинный способ бурения скважин, применяя долота уменьшенных диаметров. Это позволило сократить объем выбуренной породы и вело к повышению скорости работ. Для ускорения спускоподъемных операций они впервые в отрасли применили облегченные алюминиевые бурильные трубы.

Отраслевой новацией стало и двухствольное бурение скважин в Жигулях, ставшее в дальнейшем прототипом кустового бурения. За период 1951–1960 гг. в области одновременно двумя стволами было пробурено 300 скважин с общим объемом проходки 500 тыс. м.

Что касается инноваций в сфере разработки месторождений, то нефтяники «Куйбышевнефти» осуществили внутриконтурное разрезание залежи на блоки оптимальных размеров. Это способствовало существенному повышению нефтеотдачи пластов.

Таким образом, к концу 1950-х ведущим нефтедобывающим районом страны уверенно стал Волго-Уральский регион, а РСФСР впервые и окончательно заняла первое место в СССР по извлечению и переработке нефти. В 1960 г. в Советском Союзе было добыто 147,9 млн т нефти, из них во «Втором Баку» – 104,4 млн т, или 70,6% общесоюзного объема. Причём из них в Татарской АССР было получено 46,3 млн т, в Башкирской АССР – 25,3 млн т, в Куйбышевской области – 22,3 млн т, в Пермской области – 2,3 млн т.

(Окончание следует) ■

ITE Oil&Gas

2016–2017

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ITE



Global Oil&Gas

14 мероприятий 9 стран



Connecting your business to the world

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL & GAS

24-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
6–9 июня 2017 | Баку



ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM

24–25 мая 2017 | Лондон

ГРЕЦИЯ

GLOBAL OIL & GAS SOUTH EAST EUROPE AND MEDITERRANEAN

3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И
СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО РЕГИОНА»
Ноябрь 2017 | Афины

ИНДИЯ

IOGS

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

RETROTECH

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

КАЗАХСТАН

KIOGE

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



GLOBAL OIL & GAS MANGYSTAU

10-я МАНГИСТАУСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,
ИНФРАСТРУКТУРА»
7–9 ноября 2017 | Актау

ОРГАНИЗАТОР

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

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

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

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

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

РОССИЯ

MIODE

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
27–30 июня 2017 | Москва
Крокус Экспо



APGC

13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIODE
27–29 июня 2017 | Москва
Крокус Экспо

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

ТУРКМЕНИСТАН

OQT

21-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
7–8 декабря 2016 | Ашхабад

TGC

8-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
24–25 мая 2017 | Туркменбаши

УЗБЕКИСТАН

OGU

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



ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

AFRICA OIL WEEK

23-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»
31 октября–4 ноября 2016 | Кейптаун

РЕКЛАМА



МОСКОВСКИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



8 декабря 2016

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

OIL-GAS.RU

- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU

- Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

16 марта 2017

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

OIL-GAS.RU

- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU

- Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

23 мая 2017

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

OIL-GAS.RU

- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU

- Обсуждение проблем нефтегазового строительства



12 сентября 2017

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

OIL-GAS.RU

- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU

- Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



17 октября 2017

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

OIL-GAS.RU

- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU

- Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

РЕКЛАМА

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru



ITE MOSKVA

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

ITE GROUP PLC

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

