

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ
ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ



Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-я Международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2016



19-20 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

18-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Октябрь
2015

www.neftrossii.ru

Надувание щёк
как реакция на кризис

«Сахалин-3» на стыке санкций

Модернизация НПЗ:
торможение или остановка?

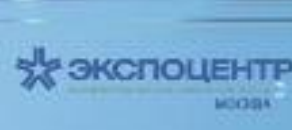
Сланцевая нефть:
гонка эффективности

Япония в поисках
энергостабильности

НЕФТЬ РОССИИ № 10 2015

Серпом по нефтянке?

Реклама



План по мясу и молоку

Стремление государства получить максимальный финансовый эффект от деятельности НГК может привести к прямо противоположному результату

Валерий АНДРИАНОВ

Нефтегазовый комплекс уже давно стал главной «дойной коровой» российской экономики. Именно он обеспечивает и львиную долю доходов госбюджета, и мультипликативный эффект, позволяющий развиваться многим другим отраслям. Поэтому неудивительно, что уже на протяжении многих лет отечественные власти крайне озабочены «повышением удоев», то есть стремлением получить как можно больший финансовый эффект от деятельности НГК. И порой эти усилия до анекдотичности напоминают те изгибы и кульбиты, которые происходили в реальном сельском хозяйстве нашей страны на протяжении последних десятилетий.

Можно сказать, что судьба российской «нефтянки» в 1990–2000 гг. во многом повторила участь русской деревни в 1920–1930 гг. Под лозунгом приватизации произошла массовая и почти бесплатная раздача богатейших российских недр в частные руки. Новоявленные собственники вели себя поразному – кто-то с поистине крестьянской основательностью и смекалкой подошёл к освоению углеводородных ресурсов, получая прекрасные «урожаи и удои» и делясь ими с государством. А кто-то, наоборот, постарался быстрее сорвать куш, губя и «пашни», и «стада». Власти страны отреагировали на это предсказуемо – созданием «колхозов», то есть обратным огосударствлением нефтегазового комплекса. Где-то данный процесс прошёл относительно безболезненно, а где-то он заставил вспомнить жёсткие методы продрозвёрстки...

«У нас были частные компании, которые в общем-то неплохо работали. Например, «ЮКОС», «Сибнефть», ТНК-ВР, «Башнефть», «ИТЕРА». Сейчас все они – государственные. У нас под лозунгом «Даёшь приватизацию!» идёт огосударствление нефтяного сектора», – констатирует на страницах нашего журнала известный нефтегазовый аналитик, партнёр компании RusEnergy Михаил Крутихин. Но оказались ли эти «колхозы» эффективнее «единоличников»? Отнюдь. Несмотря на значительное усиление роли государства в НГК недропользование не стало более рациональным. «В последнее время нефтяные компании стали возвращаться к методам советского времени, то есть “знать план”. Они увеличивают добычу за счёт разработки самых простых залежей и эксплуатации самых эффективных скважин. И практически не занимаются оптимизацией освоения месторождений и повышением нефтеотдачи. В итоге мы можем повторить печальный опыт Самотлора, который в советское время был загублен в результате применения неэффективных и неоптимальных технологий», – отмечает М. Крутихин (см. интервью «Надувание щёк как реакция на кризис»).

Но и от этой, уже значительно выдоенной коровы государство требует всё больше и больше молока. Как напоминает наш автор, доктор экономических наук Андрей Конопляник, в середине сентября Минфин предложил изменить формулу расчёта

налога на добычу полезных ископаемых. Данная инициатива должна была привести к увеличению налоговой нагрузки на нефтяной сектор за счёт предлагаемого налоговиками использования условного курса рубля.

К чему это приведёт? «В конце концов, план по мясу и молоку можно однажды выполнить в максимальном объёме по обоим параметрам – выдавая корову по максимуму 364 дня в году, выполняя тем самым план по молоку, а на 365-й день её зарезать, выполнив заодно план и по мясу. Но так можно поступить только единожды (кстати, в советской истории 1960-х такой опыт, вряд ли заслуживающий повторения, уже имел место быть)», – отмечает А. Конопляник (см. статью «“Ножницы Кудрина”, “серп Силуанова”, что дальше?»)

Впрочем, очень многое зависит не только от владельца коровы, но и от пастуха. То есть от политики самой нефтяной компании. Как отмечает доктор экономических наук, сотрудник Института экономики РАН Михаил Соколов сама постановка вопроса о том, какой вид собственности работает эффективнее, носит слишком абстрактный характер. «Поговорка гласит: “Чёрт кроется в деталях”. Бесспорно, частная собственность показывает наилучшие результаты в мелком и среднем бизнесе, когда собственник и управленец выступают в одном лице», – признаёт учёный. Однако деятельность крупных корпораций в решающей степени зависит не от вида собственности, а от того, кого акционеры выдвинут на руководящие посты. Если на них окажутся высококвалифицированные специалисты, то можно ожидать, что работа компании будет эффективной. Если же руководящие должности займут чиновники, на первом месте у которых будет стоять собственное обогащение, то и результаты деятельности, скорее всего, будут неутошительными (см. статью «Человеческий фактор нефтегазового бизнеса»).

Субъективный фактор, бесспорно, важен. Но нельзя отрицать, что именно правильный баланс государственного и рыночного регулирования обеспечивает эффективность деятельности нефтегазового комплекса. Подтверждение этого мы видим на примере пресловутой американской «сланцевой революции». Как отмечает заведующий сектором Фонда «Институт энергетики и финансов» Николай Иванов, данная революция вызвала заметные изменения на мировом нефтяном рынке. США стали вторым после Саудовской Аравии балансирующим поставщиком сырья. Причём в отличие от королевства, поставки нефти из которого диктуются правящим режимом и договорённостями с партнёрами, американская добыча подчинена исключительно рыночным законам. В то же время американские власти оказывают сильное влияние на данный процесс, сохраняя запрет на экспорт нефти из США и тем самым поддерживая эффективность отрасли (подробнее см. статью «Кто достоин рыночной доли»).

Таким образом, в сложные времена надо особенно заботиться, чтобы «дойная корова» была здорова и накормлена, а не угрожать ей ножом. Только в этом случае можно надеяться на то, что даваемое ею молоко поможет поправить здоровье всей экономики страны. ■

Нефть россии

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

Издатель Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН

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

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

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 энергетических
исследований РАН)

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

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАЕН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Главный редактор Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРГОВОЙ

Над выпуском работали:

Владимир АКРАМОВСКИЙ,
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 ЗАО «Граффити»
121165, Москва, ул. Киевская, д. 22,
корп./стр. 1, офис/кв. 103

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 30.10.2015
Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы, обозначены ■

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», ЯНАО, 2013 г.



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

План по мясу и молоку

Стремление государства получить максимальный финан-
совый эффект от деятельности НГК может привести к
прямо противоположному результату

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

М. СОКОЛОВ,

ведущий научный сотрудник сектора энергетической
политики Центра инновационной экономики
и промышленной политики Института экономики
РАН, д. э. н.

Человеческий фактор нефтегазового бизнеса

Успехи той или иной компании определяются не формой
её собственности, а «нравственными установками» ак-
ционеров и уровнем квалификации менеджеров

4



«Газпром нефть»

Надувание щёк как реакция на кризис

Обвал нефтяных цен, падение спроса на газ и западные
санкции могут привести к серьёзному сокращению до-
бычи углеводородного сырья в России. Интервью с из-
вестным нефтегазовым аналитиком, партнёром компа-
нии RusEnergy Михаилом КРУТИХИНЫМ

12



А. КОНОПЛЯНИК,
советник генерального директора ОАО «Газпром
экспорт», доктор экономических наук, профессор
кафедры «Международный нефтегазовый бизнес»
РГУ нефти и газа им. Губкина

«Ножницы Кудрина», «серп Силуанова», что дальше?

Нефтяным компаниям фактически предлагается запла-
тить за неправильные действия или бездействие рос-
сийских властей и Центрального банка

18

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КИМГ

А. УСОВ,
партнёр, руководитель практики по работе
с компаниями нефтегазового сектора;
А. СКАМЕЙКИН, О. ЖИРНОВ,
инвестиции и рынки капитала
КИМГ в России и СНГ

Охота на инвестора

Процесс продажи доли в добывающих активах требует
тщательной подготовки и поэтапной реализации

26



«Газпром нефть»



«Газпром»

ШЕЛЬФ

М. КУТУЗОВА

На стыке санкций

Возможно ли обеспечить импортозамещение для реализации проекта «Сахалин-3» и освоения других месторождений на российском шельфе? **28**

**РЕСУРСЫ**

Н. ИВАНОВ,
заведующий сектором «Энергетические рынки»
Энергетического департамента Фонда «Институт
энергетики и финансов»

Кто достоин рыночной доли

Вступив в борьбу с Саудовской Аравией, США повышают эффективность добычи и увеличивают поставки нефтепродуктов, но не спешат отменять запрет на экспорт сырья **32**

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

С. МАКУШКИН,
руководитель направления «Нефть и газ»
компании Eaton

В зоне повышенного риска

Для предотвращения взрывов и возгораний на нефтегазовых объектах необходимо использовать передовые решения и оборудование в области электропитания **38**

ПЕРЕРАБОТКА

М. КУТУЗОВА

Торможение, но не остановка

«ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть», несмотря на экономические трудности, продолжают интенсивную модернизацию своих нефтеперерабатывающих активов **40**

УПРАВЛЕНИЕ

А. Э. КАРАЕВ, д. т. н.;
И. В. МОСКВИТИНА;
А. Н. БУДЯКОВ
ОАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург,
DMTOKS@gazprom-neft.ru

Использование методики планирования по обезличенным МТР при закупках и поставках комплектного оборудования для крупных проектов нефтяной отрасли **44**

ГАЗОВЫЙ РЫНОК

Н. ЗЕЛЕНИН

Игра в монополию

Степень монополизации секторов нефтегазовой промышленности существенно зависит от технологичности того или иного направления **47**



«Газпром»

**МИРОВОЙ РЫНОК**

И. ЛОБОВСКИЙ,
президент Некоммерческого партнёрства
«Глобальная энергия», к. с. н.;
Л. РУБАН,
профессор, руководитель международного проекта
«Диалоговое партнёрство как фактор стабильности
и интеграции», д. с. н.

В поисках энергетической стабильности

Япония остаётся крупнейшим импортёром углеводородов, но собирается совершить «энергетическую революцию» за счёт газогидратов и ВИЭ **53**

БЫЛОЕ

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Рождение профессионального праздника

Пятьдесят лет назад в нашей стране был установлен День работников нефтяной и газовой промышленности **59**

Человеческий фактор нефтегазового бизнеса

Успехи той или иной компании определяются не формой её собственности, а «нравственными установками» акционеров и уровнем квалификации менеджеров

«Газпром нефть»

Михаил СОКОЛОВ,
ведущий научный сотрудник сектора энергетической политики Центра инновационной экономики и промышленной политики Института экономики РАН, д. э. н.

В 2013 г. в Российской академии народного хозяйства и государственной службы был подготовлен доклад «Природная рента и экономический рост». В этой работе сравнивается влияние частной и государственной собственности в нефтегазовых отраслях различных стран на успешность развития государств и нефтегазовых компаний. Автор труда, в основном на базе литературных источников, приходит за некоторыми исключениями к выводу, что по всем параметрам эффективнее работают как государства, так и компании, в которых превалирует частная собственность. «Наш анализ, – говорится в докладе, – указывает на чёткую тенденцию: в странах, где нефтяные компании находятся в частных руках, уровень среднедушевых доходов выше, а в странах, где этот сектор полностью контролируется государством, размер ВВП на душу населения значительно ниже. Более того, средний доход на баррель добытого нефтяного эквивалента у девяти крупнейших частных нефтяных компаний в два с лишним раза выше, чем у девяти крупнейших государственных нефтяных корпораций»¹. На основе этой публикации, а также продолжающейся ориентации экономической политики России на рекомендации Вашингтонского консенсуса по приватизации и дерегулированию (несмотря на плачевные её результаты) правительство страны в начале 2014 г. объявило о новой волне приватизации, осуществление которой временно приостановилось в связи с кризисными явлениями в российской экономике. Насколько справедливо заключение, сделанное в работе РАНХиГС, насколько обоснована приведённая доказательная база, и есть ли сегодня острая необходимость в приватизации российских компаний, в которых государственная собственность является преобладающей? Что следует осуществить для повышения эффективности деятельности российской нефтегазовой промышленности?

В погоне за удельной выручкой

Автор упомянутого доклада² Пётр Казначеев все свои выводы о большей эффективности частной собственности строит на основании только одного параметра – более высокой удельной выручки в частных компаниях. Данный показатель не может быть серьёзным доказательством. Дело в том, что большинство западных частных нефтегазовых корпораций имеют более чем вековую историю, в течение которой они давно перестали быть сырьевыми. В номенклатуре их конечной продукции преобладают товары с высокой добавленной стоимостью – нефтепродукты и химическая продукция. Нефтегазовые же компании с государственным участием, как правило, относительно молодые, их история насчитывает всего два-три десятилетия. В их конечной продукции пока преобладают углеводороды (в виде нефти и газа), цена на которые многократно ниже, чем на продукты высокого передела. Именно поэтому – а не потому, что они государственные – данные компании проигрывают частным корпорациям за-

¹ РАНХиГС. Казначеев П. Природная рента и экономический рост. Экономическое и институциональное развитие в странах с высокой долей доходов от экспорта сырьевых ресурсов. Анализ и рекомендации на основе международного опыта. 2013. Декабрь. С. 76–77. Khaznah.co.uk/pages/ru|Report.pdf

² Подробнее о данном докладе см.: Лекарства от сырьевого проклятья / Нефть России. 2014. № 1–2. С. 12–15.

падных стран по удельной выручке на баррель используемых углеводородов.

В тех случаях, когда такие государственные нефтегазовые компании, как норвежская Statoil или малайзийская Petronas, демонстрируют высочайшую эффективность, П. Казначеев связывает это не с видом собственности, а с уровнем свободы в этих странах, качеством человеческого капитала и управления хозяйственной деятельностью – как на уровне непосредственно компаний, так и государства в целом.

В 2014 г. в России насчитывалось 12 крупных нефтегазодобывающих компаний, выручка которых превышала 5 млрд долларов. Среди них лишь в четырёх – «Газпроме», «Газпром нефти», «Роснефти» и «Татнефти» – превалирует государственная собственность, а в остальных – частная.

За последние 10 лет доля крупных компаний в общей добыче углеводородов в России постоянно возрастала, превысив 90%. Данная тенденция совсем не характерна для промышленно развитых стран. Например, в США доля малых и средних предприятий в производстве УВС составляет 40%, что в 6 раз превышает аналогичный показатель в нашей стране. Основная причина этого – несовершенство российской налоговой политики в отрасли. Она слабо учитывает конкретные условия месторождений.

Среди российских компаний первое место по добыче нефтегазовых ресурсов и их продаже удерживает «Газпром». Однако его отрыв в последние годы стремительно сокращается, ему «наступают на пятки» «ЛУКОЙЛ» и «Роснефть». Если в 2003 г. объём выручки «ЛУКОЙЛа» не достигал и половины от выручки «Газпрома», то к 2014 г. он составил 76%, а у «Роснефти» – 79,3%.

У «Роснефти» быстрое наращивание выручки связано с увеличением добычи углеводородов за счёт поглощения ТНК-ВР (её добыча в 2012 г. достигала 74,9 млн т, выручка – 56,7 млрд долларов). А в «ЛУКОЙЛе» это происходит в основном благодаря росту переработки углеводородов, расширению выпуска высококачественных нефтепродуктов (бензин, керосин, дизтопливо, масла) и их реализации на своих АЗС – как внутри страны, так и за рубежом. По состоянию на 2014 г. «ЛУКОЙЛ» был лидером по количеству бензоколонок среди российских ВИНК (с учётом зарубежных сетей). Из 86,7 млн т нефти, добытой в 2013 г., 69% пошло на производство нефтепродуктов. Для сравнения, в «Сургутнефтегазе» эта доля составляла всего 35%.

Именно указанные преимущества «ЛУКОЙЛа» обеспечили ему первое место среди российских ВИНК по удельной выручке на один баррель добываемых углеводородов. В 2013 г. она составила 186 долл./баррель и в 3,3 раза превысила аналогичные показатели «Газпрома» (57 долларов), в 2,4 раза «Сургутнефтегаза» (78 долларов). Средняя цена реализации лукойловских продуктов в 1,3 раза превышала мировые котировки нефти (108 долларов за баррель).

В 2014 г. в России насчитывалось 12 крупных нефтегазодобывающих компаний, выручка которых превышала 5 млрд долларов. Среди них лишь в четырёх – «Газпроме», «Газпром нефти», «Роснефти» и «Татнефти» – превалирует государственная собственность, а в остальных – частная.

Ещё одним фактором, существенно влияющим на удельную выручку, является соотношение объёмов нефти, поставляемых на экспорт и внутренний рынок (в силу значительной разницы между мировыми и внутренними ценами). Чем больше сырья и нефтепродуктов идёт за рубеж, тем выше и удельная выручка. Сегодня наиболее значительная доля экспорта наблюдается у «ЛУКОЙЛа», «Роснефти» и «Газпром нефти».

Необходимо отметить, что, хотя «ЛУКОЙЛ» и имеет высокие показатели удельной выручки на тонну добываемых углеводородов, по отношению к ведущим западным компаниям он всё равно заметно проигрывает – как по доле перерабатываемой нефти, так и по многим другим параметрам. Так, корпорация Chevron в 2013 г. добыла 86,2 млн т жидких углеводородов и 96,6% из них переработала в нефтепродукты. Её удельная выручка на один баррель добычи составила 261 доллар. А производительность труда на одного занятого – 4,4 млн долларов, превысив аналогичный показатель по «ЛУКОЙЛу» в 4,4 раза.

Весьма симптоматично: в то время как в российских нефтегазовых компаниях выручка и её удельная величина растут высокими темпами, особенно в «Газпроме», «Сургутнефтегазе» и «НОВАТЭКе», в компании Chevron за три последних года произошло сокращение данных показателей на 13% при одном и том же уровне добычи углеводородов. Объясняется это тем, что в США в последние несколько лет внутренние оптовые цены на газ снизились в 2,5 раза. Именно это обстоятельство и привело к сокращению выручки компании (в структуре её добычи доля газа достигает 35%). То есть в США, в отличие от России, в ценовой политике по углеводородам на первом месте стоит не удовлетворение appetитов крупных корпораций, а развитие экономики в целом и прежде всего обрабатывающих отраслей, являющихся крупнейшими потребителями энергоресурсов.



Табл. Основные экономические показатели деятельности нефтегазовых компаний и оценка успешности их деятельности в баллах по итогам работы за 2013 г.

Компании	Удельная выручка в долл./баррель и баллах		Удельные издержки в долл./баррель и баллах		Удельные трансфертные издержки в долл./баррель и баллах		Удельная величина налогов в долл./баррель и баллах		Рентабельность по затратам в % и баллах		Рентабельность активов в % и баллах		Удельные инвестиции в долларах на т. н. э. и баллах		Совокупная рентабельность по затратам в % и баллах		Совокупная рентабельность активов в % и баллах		Общее количество баллов и место	
	долл./баррель	баллах	долл./баррель	баллах	долл./баррель	баллах	долл./баррель	баллах	%	баллах	%	баллах	%	баллах	%	баллах	балл	место		
«Газпром»	57	2	28	8	7,6	8	19,6	3	40,3	7	9,1	4	100	7	54,8	7	12,3	2	48	6
«ЛУКОЙЛ»	186	9	122	2	87	2	51,1	9	8,4	1	6,7	1	148	8	14,6	1	11,6	1	34	10
«Роснефть»	88	5	32	7	7,9	7	44,9	7	32,7	5	8,5	3	76	5	54,3	6	14,6	5	50	5
ТНК-ВР*	88	4	31	6	21,0	5	58,4	10	54,1	8	27,5	9	65	3	67,0	8	31,0	9	62	2
«Газпром нефть»	148	8	72	3	31,4	4	49,5	8	25,8	4	14,9	7	151	9	36,0	4	21,0	7	54	4
«Сургутнефтегаз»	78	3	16	9	–	10	50,8	8	85,1	10	22,8	8	77	6	100,0	10	27,0	8	72	1
«Татнефть»	102	6	38	5	8,1	6	41,0	6	33,3	6	11,0	5	66	4	41,0	5	14,0	4	47	7
«Башнефть»	145	7	65	4	32,6	3	21,9	4	18,4	3	13,0	6	60	2	27,0	3	19,0	6	38	8
«НОВАТЭК»	30	1	15	10	–	10	8,1	2	65,1	9	36,5	10	40	1	73	9	41,0	10	62	3
Chevron	229	10	192	1	136	1	32,7	5	13,6	2	7,3	2	181	10	22,1	2	13,4	3	36	9

* По ТНК-ВР дан 2012 год.

НЕОРДИНАРНЫЙ «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Чтобы более объективно оценить влияние на эффективность деятельности российских ВИНК не только видов собственности, но и других факторов и тем самым не попасть под влияние литературных источников, на базе консолидированных отчетов компаний был проведен всесторонний анализ множества параметров: добычи, выручки, издержек, налоговой нагрузки, основных фондов, рентабельности, инвестиционной деятельности, дивидендной политики. По результатам исследования составлена рейтинговая таблица по девяти основным экономическим показателям (см. табл.).

По каждому из показателей результаты компании оценивались по десятибалльной шкале – чем лучше показатель, тем более высокий балл. Затем все баллы, полученные каждой ВИНК по всем девяти показателям, суммировались. И в зависимости от суммы определялся рейтинг компании.

По общей сумме баллов бесспорным лидером стала частная компания «Сургутнефтегаз», опередившая ВИНК с государственным участием в среднем на 20 пунктов. Насколько справедлива такая оценка, и можно ли её воспринимать как заслугу частной собственности?

Нет никакого сомнения в том, что «Сургутнефтегаз» является лидером по эффективности деятельности среди нефтегазовых компаний России. Приведем некоторые факты. Он имеет самую низкую себестоимость производства и реализации углеводородов в РФ. В 2013 г. данный пока-

По итогам 2013 г. «Сургутнефтегаз» увеличил чистую прибыль в 1,5 раза, тогда как у большинства других компаний она в этом году сократилась. Более того, в 2013 г. «Сургутнефтегаз» стал единственной компанией, в которой произошло уменьшение удельных издержек в расчёте на баррель добываемой продукции.

затель в расчёте на один баррель добываемых углеводородов составлял 17,7 доллара, в то время как у «ЛУКОЙЛа» – 80 долларов, «Газпром нефти» – 65,3, «Башнефти» – 55,9, «Татнефти» – 31,6, «Роснефти» – 24,5 доллара. По итогам 2013 г. «Сургутнефтегаз» увеличил чистую прибыль в 1,5 раза, тогда как у большинства других компаний она в этом году сократилась. Например, у «ЛУКОЙЛа» снижение составило 29% по отношению к 2012 г.

Более того, в 2013 г. «Сургутнефтегаз» стал единственной компанией, в которой произошло уменьшение удельных издержек в расчёте на баррель добываемой продукции.

В 2013 г. доля компании в общеотраслевом объёме ГРП достигла 26,3%, а в общей добыче углеводородов она составила всего 6,4%.

«Сургут» является постоянным лидером по количеству скважин, вовлечённых в производственный процесс: не дают продукции только 7,8% всего фонда скважин компании, в то время как средний показатель по стране в 2 раза выше – 13,7%. Од-

новременно с этим компания занимает лидирующие позиции по объёмам эксплуатационного бурения, количеству ГРП, уровню утилизации газа (99,2%).

Ещё по одному важному параметру, уровень которого непосредственно отражается на большинстве других показателей, «Сургутнефтегаз» выступает единственным лидером – это нулевая доля трансфертных издержек в общей их величине. По словам генерального директора компании В. Богданова, она никогда не использовала трансфертных схем – как при продаже нефти и нефтепродуктов за рубежом, так и при межсегментных закупках внутри холдинга. Налоги «Сургут» тоже всегда платил без какой-либо «оптимизации». Если посмотреть на расхождение чистой прибыли компании при расчёте её по РСБУ и МСФО³, то оно, в отличие от большинства других ВИНК, носит минимальный характер – всего 9%.

В начале 2000-х тогдашний заместитель министра финансов С. Игнатьев составил справку, из которой следовало, что «Сургутнефтегаз» выплачивал с одного и того же объёма добываемой нефти в 8 раз больше налогов, чем «Сибнефть», и в 3 раз больше, чем ТНК. В связи с этим неудивительно, что стоимость его акций, несмотря на введе-

³ РСБУ – российские стандарты бухгалтерского учёта, МСФО – международные стандарты финансовой отчётности. МСФО даёт более точное представление о хозяйственной деятельности по сравнению с РСБУ. Однако большинство нефтегазовых компаний России для определения чистой прибыли используют РСБУ. В 2013 г. чистая прибыль, исчисленная по РСБУ, была меньше прибыли, рассчитанной на основе МСФО, в целом по крупнейшим компаниям – в 1,8 раза, или на 39 млрд долларов (1238 млрд рублей). Наибольшие расхождения наблюдались в «Транснефти» – в 14 раз, «НОВАТЭК» – в 10 раз, «Роснефти» – в 4,1 раза, «Газпром нефти» – в 2,7 раза, «Газпроме» – в 1,9 раза.



ние санкций и резкое снижение мировых цен на нефть в ноябре 2014 г., повысилась на 30%, тогда как по другим компаниям наблюдалось её существенное снижение.

К сожалению, до сих пор неизвестно, кто собственники этой частной компании. Но, кто бы они ни были, управление ею вызывает уважение. Хотя «Сургутнефтегаз» числится частным, однако, судя по результатам его деятельности, он больше похож на государственную структуру. Особенно это заметно по объёму накопленных средств на дебетовых счетах (32 млрд долларов) и по доле дивидендов в чистой прибыли. Так, за последние семь лет она в среднем равнялась 20%, а в других частных компаниях составляла 90–100%. Ещё одним примером неординарных поступков «Сургута» в качестве частной компании явился ремонт за собственный счёт в 2012–2013 гг. базы атомных подводных лодок на Камчатке.

Можно предположить, что эта компания принадлежит государственным мужам из высших кремлёвских эшелонов власти, у которых на первом месте стоит не получение прибыли любой ценой, а прежде всего эффективность развития компании с учётом долгосрочных перспектив её деятельности и добросовестное отношение к своим обязанностям в качестве налогоплательщика.

Дивиденды «ПРАВЯТ БАЛ»

Второе место в нашем рейтинге досталось ТНК-ВР. Если «Сургутнефтегазу» первое место принадлежит по заслугам, то о ТНК-ВР мы этого сказать не можем. Высокие показатели по баллам в этой компании связаны не с эффективной деятельно-

стью, а с погоней за прибылью, чтобы в дальнейшем всю её пустить на дивиденды. Так, средний показатель по их доле в чистой прибыли за 2007–2013 гг. – 93%. За 2007–2012 гг. общий объём выплаченных акционерам дивидендов составил 28,4 млрд долларов и в 1,1 раза превысил инвестиции в основные фонды за тот же период. Напрашивается вопрос: за счёт каких средств компания осуществляла инвестиции в основные фонды, если вся прибыль уходила на дивиденды? Можно предположить, что дивиденды выводились в офшоры, а затем акционеры сами себе выдавали кредиты на развитие под высокие проценты.

Если большинство российских компаний, за исключением «Сургутнефтегаза», для сокращения выплат по налогу на прибыль активно использовали трансфертные цены в целях роста издержек, то ТНК-ВР это делала по минимуму. Поскольку такая «оптимизация» сокращала чистую прибыль, а вместе с ней и дивиденды. Конечно, частично от подобной финансовой политики ТНК-ВР выигрывало и государство, ввиду роста поступлений по налогу на прибыль (в 2012 г. в ТНК-ВР они были выше среднего удельного показателя по отрасли в 1,8 раза).

Однако политика ТНК-ВР по наращиванию прибыли любой ценой имела и свои негативные стороны. Имея в собственности одно из самых эффективных российских месторождений – Самотлорское, – компания осуществляла его хищническую эксплуатацию. Удельная величина основных фондов на один баррель добытых углеводородов в ТНК-ВР в 2012 г. была в 2,3 раза меньше среднеотраслевого

аналогичного показателя и в 3 раза ниже по сравнению с «ЛУКОЙЛОМ».

Чтобы снизить издержки, ТНК-ВР экономила на инвестициях в основные фонды, форсировала отбор нефти из скважин, активно применяла массовое заводнение пластов. В результате скважины, быстро достигнув своей максимальной отдачи, затем начинали качать в основном воду. И в конечном итоге забрасывались. Всё это подтверждается низкими показателями по удельным инвестициям, высокой долей неиспользуемых скважин, низким коэффициентом извлечения нефти и целым рядом других показателей. Поэтому неудивительно, что как только месторождения, ранее принадлежавшие ТНК-ВР, в 2013 г. перешли в собственность более рачительных акционеров, то показатели их эксплуатации (в виде объёма добычи нефти, чистой прибыли) заметно снизились.

Можно предположить, что второй важнейшей задачей финансовой стратегии ТНК-ВР после получения высоких дивидендов являлось увеличение капитализации путём демонстрации высокой прибыльности. И это компании вполне удалось – за последние четыре года (2009–2012 гг.) она возросла в 1,5 раза, с 28 до 40–46 млрд долларов.

Анализ финансовой стратегии ТНК-ВР и рассмотрение некоторых экономических и технологических показателей её деятельности наталкивают нас на мысль, что её основные акционеры догадывались о предстоящем обвале цен на мировом рынке нефти и неминуемом падении капитализации нефтегазовых компаний и, следовательно, их конечной целью являлась не оптимизация развития, а продажа компании на гребне растущих цен нефти и высокой капитализации. В конечном счёте эта цель была осуществлена – в 2012 г. сделка между собственниками компании и «Роснефтью» о продаже ТНК-ВР за 55 млрд долларов была согласована. При этом «Роснефть» выплатила ВР 17,1 млрд долларов и отдала 12,84% своих акций, а второму собственнику – ААР в лице Авена, Фридмана, Блаватника и Векслберга – выплачено 28 млрд долларов.

Если сопоставить стоимость вхождения ВР в ТНК-ВР путём вноса денежных средств и активов в 2004 г. (в размере 6,15 млрд долларов) с общим объёмом полученных ею дивидендов за 2005–2012 гг. (в размере 18 млрд долларов) и оценкой её доли в ТНК-ВР (28 млрд долларов), то окажется, что за эти 8 лет первоначальный взнос ВР окупили почти 7,5 раза, принося ежегодно около 100% прибыли на вло-

женный капитал. Возникает вполне резонный вопрос: зачем было продавать курицу, которая несла «золотые яйца»?

В год поглощения ТНК-ВР суммарная величина капитализации «Роснефти» должна была составить 103 млрд долларов. Однако спустя два года, по состоянию на начало февраля 2015 г., после обвального падения мировых цен на нефть и введения Западом секторальных санкций, её капитализация упала почти в три раза, до 35,1 млрд долларов.

Третье место с отрывом в один балл от второго в нашем рейтинге заняла газовая компания «НОВАТЭК», опередив при этом «Газпром» на 14 баллов. Из девяти проанализированных показателей по четырём – удельным издержкам, рентабельности активов, удельным инвестициям и совокупной рентабельности – компания получила наивысшие оценки – 10 баллов.

Феноменальные результаты «НОВАТЭКа» связаны в первую очередь с тем, что она, в отличие от «Газпрома», не обременена инфраструктурными объектами (все поставки газа потребителям осуществляются через газопроводы «Газпрома»). Кроме того, она получила в пользование «свежие» газовые месторождения с высокой отдачей по пробуренным скважинам. Прежде всего, об этом свидетельствует уровень фондёмкости в расчёте на единицу добываемого газа – в данной компании он в 4,2 раза ниже по сравнению с отраслью в целом и в 4,4 раза по отношению к «Газпрому».

И ещё одним серьёзным фактором, повлиявшим на показатели эффективности «НОВАТЭКа», явился сложившийся сегодня более щадящий режим налогообложения газовой отрасли, распространяющийся как на «Газпром», так и на эту компанию.

Указанные обстоятельства стали основными причинами высокой рентабельности не только по затратам, но и активам. В 2013 г. по затратам она составляла 65%, опережая в 2,3 раза среднеотраслевой показатель, а по активам соответственно 36,5%, превосходя «Газпром» в 4,2 раза.

Таким образом, рассмотрение трёх частных компаний, занявших три первых места в нашем рейтинге, показало, что ни в одной из них частная собственность не являлась решающим фактором, обусловившим их лидерство в своей отрасли. В «Сургутнефтегазе» на первое место необходимо поставить ответственность и квалифицированное управление компанией как со стороны основных акционеров, так и со стороны управляющего персонала во главе с бессменным (с 1995 г.) генеральным директором В. Богдановым.

В ТНК-ВР решающую роль в достижении высоких показателей сыграла специфическая финансовая политика акционеров, направленная на безоглядное наращивание дивидендов путём сокращения издержек и инвестиционной активности, в том числе за счёт хищнической эксплуатации месторождений.

В «НОВАТЭКЕ» основными факторами, позволившими компании занять в рейтинге третье место, явились высокая продуктивность эксплуатируемых месторождений газа, их низкая фондёмкость и льготный режим налогообложения в сравнении с добычей нефти.

ТРАНСФЕРТНАЯ ХИТРОСТЬ ВИНК

В середине нашего рейтинга с большим отрывом по баллам от первых трёх компаний и от последующих («ЛУКОЙЛа» и «Башнефти») находятся четыре корпорации, в которых государство является главным акционером. Это «Газпром нефть» (54 балла), «Роснефть» (50), «Газпром» (48) и «Татнефть» (47).

Среди них на первое место необходимо поставить «Татнефть», несмотря на то, что в нашем рейтинге она по баллам немного уступает остальным компаниям с государственным участием. Дело в том, что «Татнефть», в отличие от «Газпром нефти» и «Роснефти», эксплуатирует наиболее выработанные месторождения, требующие колоссальных усилий для поддержания добычи на стабильном уровне.

Эта компания благодаря высочайшему профессионализму её менеджмента и тех-

нических кадров, а также внимательному отношению к её нуждам со стороны основного акционера – Республики Татарстан – сегодня по многим показателям опережает другие компании с госучастием, имеющие месторождения с более благоприятными горно-геологическими условиями. Достигается это, в первую очередь, за счёт активного применения новых методов повышения нефтеотдачи пласта, внедрения новой техники и технологий. Всё это позволяет стабильно поддерживать в течение последних 15 лет добычу нефти на уровне 26–27 млн т.

Несмотря на то что объём чистой прибыли «Татнефти» многократно уступает таким компаниям, как «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» и ТНК-ВР, она сумела с нуля за счёт собственных средств построить в Нижнекамске крупный нефтехимический комплекс «ТАНЕКО» мощностью 7 млн т в год. В перспективе планируется нарастить его производительность до 14 млн т, повысить глубину переработки до 97%, создав тем самым несколько тысяч новых рабочих мест и более чем вдвое увеличив выручку компании.

Внимательное рассмотрение деятельности этой компании даёт понимание того, что залогом высоких показателей её работы, как и «Сургутнефтегаза» и ТНК-ВР, явился человеческий фактор, в данном случае – ответственное отношение руководителей Татарстана к её функционированию и высокий профессионализм её сотрудников.

В нашем рейтинге частные компании заняли не только первые три места, но и два последних. Это «Башнефть» с 38 баллами (на момент исследования она являлась частной) и «ЛУКОЙЛ» с 34-мя.

Про «ЛУКОЙЛ» нельзя сказать, что он работает неэффективно. Но при этом его эффективность носит явно односторонний характер – она направлена исключительно на обогащение акционеров. Если ТНК-ВР стремилась наращивать прибыль за счёт сокращения издержек в ущерб рациональности эксплуатации месторождений, то «ЛУКОЙЛ» избрал другую тактику – он, наоборот, раздувает издержки, в первую очередь за счёт трансфертных цен.

Все рассматриваемые нами компании являются крупными интегрированными объединениями, в которых материнская (головная) структура владеет входящими в них хозяйствующими субъектами (полностью или контрольным пакетом акций). Обычно под руководством головной компании работает огромное количество предприятий по добыче, транспортировке, сер-





висному обслуживанию, сбыту продукции. И все они связаны между собой единой технологической цепочкой – как по горизонтали, так и по вертикали. В этих условиях формирование издержек в самой головной компании приобретает свою специфику, связанную с использованием трансфертных цен между хозяйствующими субъектами, входящими в это объединение.

До 2012 г. государство никак не контролировало уровень трансфертных цен внутри холдингов, несмотря на то что это непосредственно влияло на размер поступлений по налогу на прибыль, прежде всего в региональные бюджеты⁴. В связи с этим отнюдь не случайно, что трансфертные издержки, фигурирующие в отчётах компаний как «стоимость приобретённой нефти, природного газа и нефтепродуктов», росли опережающими темпами по отношению к другим видам затрат, а их доля в общей величине издержек в «ЛУКОЙЛе», «Газпром нефти» и «Башнефти» стала преобладающей.

В середине 2011 г. Государственная Дума утвердила Федеральный закон № 227, согласно которому начиная с 2012 г. все трансфертные сделки между взаимосвязанными юридическими лицами должны осуществляться по рыночному цену. При этом таковыми признаются: регулируемые государством, сложившиеся на бирже, установленные оценщиком, предусмотренные соглашением о ценообразовании. Такая расширенная регламентация ведёт к полной чехарде. Закон предоставляет

Несмотря на то что объём чистой прибыли «Татнефти» многократно уступает таким компаниям, как «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» и ТНК-ВР, она сумела с нуля за счёт собственных средств построить в Нижнекамске крупный нефтехимический комплекс «ТАНЕКО» мощностью 7 млн т в год.

право самим компаниям доказывать, что используемые ими трансфертные цены являются рыночными, а налоговые органы в случае проверки должны с этим доказательством согласиться или его оспорить.

По признаниям самих компаний, сделанным в их финансовых отчётах, большинство из них используют во внутренних расчётах по углеводородным продуктам мировые цены, которые почти в два раза превышают внутренние оптовые цены по нефти и более чем в три раза по газу.

В принципе компании, оперируя трансфертными ценами, могут как снизить свой чистый доход за счёт применения высоких цен (основанных на мировых), так и увеличить его за счёт низких цен (основанных на себестоимости продукции). На первый взгляд кажется, что ВИНК невыгодно использовать высокие трансфертные цены, ибо в этом случае происходит уменьшение их чистого дохода. Однако такая практика получила широкое распространение. Можно предположить, что между головной компанией, на счетах которой формируется конечная выручка, и её дочерними пред-

приятиями имеется сговор по дележу дополнительного дохода, получаемого последними в результате завышенных трансфертных цен. И это позволяет восполнить потери головной структуры.

Кроме того, с 1 января 2012 г. вступил в силу ещё один закон, тесно связанный с законом о трансфертном ценообразовании. Он ввёл в России институт консолидированных налогоплательщиков в крупных объединениях и холдингах. Воспользоваться консолидированной отчётностью могут компании, в которых общая величина федеральных налогов за год превышает 10 млрд рублей, сумма выручки – 100 млрд, а активы – 300 млрд рублей. Под эту категорию попадают все крупные нефтегазовые компании.

Согласно этому закону, объём выплат по налогу на прибыль вначале формируется в целом по деятельности головной компании, а затем, в зависимости от среднезвешенной величины удельного веса фонда оплаты труда работников и удельного веса остаточной стоимости основных фондов, распределяется по дочерним подразделениям. Данная практика через установление головной компанией трансфертных цен (при наличии большого выбора по их уровню) заметно усилила её роль в формировании объёма налогооблагаемой базы по налогу на прибыль.

Сегодня среди российских нефтегазовых компаний бесспорным лидером по оптимизации выплат по налогу на прибыль за счёт трансфертных издержек выступает «ЛУКОЙЛ». В 2013 г. его удельная величина издержек составила 122 долл./баррель, превысив среднеотраслевой показатель в 2,7 раза, а по отношению к «Сургутнефтегазу» – в 7,7 раза. В абсолютном выражении трансфертные издержки в «ЛУКОЙЛе» составляли 65,9 млрд долларов, увеличившись за 2003–2013 гг. в 11,2 раза. Их общий объём превысил даже показатель «Газпрома», хотя последний добывал углеводородов в 5 раз больше.

В конечном итоге высочайшие удельные издержки в «ЛУКОЙЛе», несмотря на высокие места в рейтинге по удельной выручке, удельной величине выплачиваемых налогов и удельным инвестициям, привели компанию к наиболее низким показателям среди всех ВИНК по многим другим параметрам, в частности по рентабельности. И в результате он оказался в самом низу рейтинга.

По нашим расчётам, если бы удельная величина трансфертных издержек в «ЛУКОЙЛе», сложившаяся на основе закупок углеводородов у дочерних пред-

⁴ Из общей величины налога на прибыль 20%, согласно Налоговому кодексу, по ставке 18% зачисляются в бюджеты субъектов РФ, а оставшиеся по ставке 2% – в Федеральный бюджет.

приятый, работающих в России, составляла такую же величину, как в «Роснефти» и «Татнефти» (8 долларов за баррель), то абсолютный объём издержек в этой ВИНК в 2013 г. был бы примерно на 40 млрд долларов меньше. Тогда с этой суммы «ЛУКОЙЛу» пришлось бы дополнительно внести в бюджет государства 8 млрд долларов налога на прибыль (фактически было уплачено 2,8 млрд).

В целях предотвращения завышения издержек в нефтегазовых компаниях следует законодательно запретить использование мировых цен при закупке углеводородов у дочерних предприятий, работающих непосредственно в России. Надо установить, что уровень трансфертных цен должен рассчитываться на основе формулы «затраты +» и жёстко контролироваться налоговыми органами. Если все российские ВИНК будут формировать трансфертные цены, ориентируясь на этот принцип, то за счёт увеличения объёма налогооблагаемой прибыли поступления по налогу на прибыль по состоянию на 2013 г. могли бы составить не 360, а 742 млрд рублей, то есть на 382 млрд рублей больше.

Следует отметить, что не избежал соблазна оптимизации налоговых схем и «Газпром». В этой наполовину государственной компании, наряду с трансфертными ценами, была использована ещё одна оригинальная схема по сокращению налога на прибыль. «Газпром», как головная компания, сдаёт в аренду своим 56 дочерним предприятиям скважины по добыче газа. В 2011 г. из 12211 принадлежащих ему скважин в аренду было сдано 11600 (95%). За счёт этого затраты дочерних обществ существенно возросли и затем прошли в общих издержках «Газпрома» по консолидированной отчётности. Именно таким образом эти платежи за 2000–2011 гг. увеличились почти в 20 раз, с 1,17 до 23,1 млрд долл.

Предпоследнее место в нашем рейтинге вполне «заслуженно» досталось «Башнефти». Эта компания имеет наихудшие показатели среди других ВИНК по издержкам (в том числе и трансфертным), по удельной величине выплачиваемых налогов, по удельным инвестициям и рентабельности по затратам. Несмотря на такие неважные экономические показатели, «Башнефть» вместо того, чтобы расходовать чистую прибыль на инвестиции, в последние шесть лет почти всю её – 88,4% – тратила на дивиденды. Но теперь эта компания вернулась в собственность государства, и её политика может измениться.

Скажем несколько слов и о корпорации Chevron, которую П. Казначеев в своём до-

кладе поставил по эффективности гораздо выше всех российских компаний. В нашем рейтинге она заняла предпоследнее место, набрав почти столько же баллов, что и «ЛУКОЙЛ». И это несмотря на то, что в среднем она в 3 раза опережает российские компании по удельной выручке, удельной чистой прибыли и удельным инвестициям. В то же время по остальным шести показателям Chevron получила всего 1–2 балла. Так же как и в «ЛУКОЙЛе», основной причиной, предопределившей её предпоследнее место в рейтинге и низкие показатели по удельной выплате налогов и рентабельности, явилась политика «оптимизации» налоговой нагрузки путём активного использования трансфертных цен в межсегментных закупках. Доля трансфертных издержек в общей их величине в Chevron в 2013 г. составила 70%, а удельная их величина на один баррель перерабатываемых углеводородов равнялась 136 долларам, превышая мировую цену нефти в 1,3 раза, аналогичный показатель по российским компаниям – в 8,6 раза, а по «ЛУКОЙЛу» – в 1,6 раза.

НРАВСТВЕННОСТЬ – КАТЕГОРИЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ

Итак, в целом проведённый анализ показал, что вид собственности никак не влияет на эффективность деятельности нефтегазовых компаний. Все ВИНК с преобладанием государственной собственности расположились в середине нашего рейтинга, а частные в начале и конце. При этом первые места частные компании обеспечили себе либо благодаря квалифицированному и ответственному управлению («Сургутнефтегаз»), либо за счёт «погоны за прибылью любой ценой» (ТНК-ВР), либо в силу благоприятных горно-геологических условий добычи природного газа («НОВАТЭК»).

Превалирующим моментом, определившим качество работы компаний – как частных, так и с государственным участием, – выступил человеческий фактор – нравственный уровень акционеров и управляющих кадров, их квалификация и честное отношение компании к своим обязательствам в качестве налогоплательщика. Неудивительно, что сегодня крупные корпорации готовы заплатить любые деньги, чтобы заполучить специалиста, способного обеспечить высокие темпы роста бизнеса, повышение прибыльности и расширение рынков сбыта продукции.

Наш вывод о первостепенном влиянии человеческого фактора на успешность деятельности крупных корпораций косвенно

подтверждается высказыванием Д. Стиглица: «В конкурентной и прозрачной экономике форма собственности не имеет никакого значения». Кроме того, если с точки зрения нравственности российское общество, в том числе и бизнес, находится на низком уровне, то компании с государственным участием работают более эффективно, потому что в этом случае за их деятельностью есть «пригляд» со стороны государства, пусть и не всегда строгий.

В заключение необходимо сказать, что сама постановка вопроса о том, какой вид собственности работает эффективнее, носит слишком абстрактный характер. Как гласит поговорка, «чёрт кроется в деталях». Бесспорно, частная собственность показывает наилучшие результаты в мелком и среднем бизнесе, когда собственник и управленец выступают в одном лице. Когда же дело касается крупных корпораций, то надо иметь в виду, что все они сегодня обладают трёхзвенной структурой управления – акционеры, совет директоров, правление компании. Акционеры выдвигают своих людей в совет директоров и его заместителей. Государство в крупных компаниях, как правило, не является единоличным собственником, а владеет контрольным пакетом акций, позволяющим иметь большинство в совете директоров и назначать генерально-го директора.

При такой организационной структуре деятельность компании начинается в решающей степени зависеть не от вида собственности, а от того, кого акционеры (или главный акционер) выдвинут в совет директоров и кого назначит генеральным директором. Если на этих постах окажутся высококвалифицированные специалисты, нацеленные на успех компании, то можно ожидать, что её работа будет эффективной. Если же в совет директоров и правление от государства будут назначены чиновники, на первом месте у которых не развитие компании, а собственное обогащение и стремление «отблагодарить» тех представителей власти, которые их назначили на эту должность, то и результаты деятельности, скорее всего, будут неутешительными.

О том, что высокая нравственность, ответственность перед обществом, честность, компетентность – это не абстракции, а экономические категории, по своему влиянию превосходящие значимость видов собственности, наглядно свидетельствует успешная деятельность «Сургутнефтегаза» и «Татнефти». ■

25-27 февраля 2016

Волгоград

ВЫСТАВКА-КОНФЕРЕНЦИЯ



ОБОРУДОВАНИЕ -НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ.

18-я специализированная выставка оборудования, материалов, технологий для нефтяной, газовой промышленности, нефтеперерабатывающего комплекса.

БИОХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

**ЭКО-ПЕРЕРАБОТКА И УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА**



РЕКЛАМА

Волгоградский Выставочный Центр "Регион"
тел/факс: (8442) 26-61-70,
24-26-02, 26-51-86
e-mail: ngch@regionex.ru www.regionex.ru





Надувание щёк как реакция на кризис

Обвал нефтяных цен, падение спроса на газ и западные санкции могут привести к серьёзному сокращению добычи углеводородного сырья в России

Уже более года российский нефтегазовый комплекс живёт в условиях низких цен на «чёрное золото» и западных санкций. То есть на пути его развития выросло сразу два барьера – экономический и политический. Однако отечественные компании (в первую очередь государственные) пока не спешат отказываться от своих амбициозных проектов, обещая решить финансовые проблемы за счёт «внутренних ресурсов», а технологические – путём импортозамещения. Но насколько оправдан такой оптимизм? Готова ли отрасль действительно противостоять объективным и субъективным трудностям? Ответить на эти вопросы редакция «Нефти России» попросила известного нефтегазового аналитика, партнёра компании RusEnergy Михаила КРУТИХИНА.

– Михаил Иванович, летом нынешнего года нефтяные цены продемонстрировали очередной нисходящий тренд. Является ли это, на Ваш взгляд, исключительно следствием противостояния США и ОПЕК (как полагают многие эксперты), или за этим кроются более фундаментальные экономические и политические причины?

– По поводу причин падения цен высказываются разные бредовые теории. Например, его связывают исключительно с биржевыми махинациями или видят в этом заговор против России, Венесуэлы, Ирана или какой-то другой страны. Наконец, очень популярна версия «ценовой войны» между Саудовской Аравией и США.

На мой же взгляд (и многие трезвомыслящие аналитики разделяют эту точку зрения), падение цен связано с фундаментальными рыночными причинами. В последнее время мы видим, что предложение значительно превышает спрос. Это обусловлено тем, что потребление не рас-

ширяется такими темпами, как ожидалось ранее. Европа сокращает объёмы использования углеводородов, а Китай замедляет свой экономический рост. Единственная надежда – увеличение спроса на самом Ближнем Востоке, а также в Индии, где активно растут численность населения и количество автомобилей...

Но всё же, как минимум, на протяжении будущего десятилетия на рынке ресурсов углеводородов окажется в избытке. А значит, не будет причин для повышения нефтяных котировок.

Конечно, переизбыток сырья неоднократно возникал и в предыдущие годы, но его удавалось снизить за счёт механизма квот ОПЕК. Однако сейчас появилось много производителей, не входящих в картель. В первую очередь это США с их «сланцевой революцией». Поэтому теперь рынок уже никто не регулирует, это бесполезно. ОПЕК отменила индивидуальные квоты для каждой страны, входя-

щей в организацию, и ввела общую квоту – 30 млн баррелей в сутки, что является чисто индикативным показателем, который никто не собирается соблюдать.

Более того, хотя цены упали и не собираются подниматься, Саудовская Аравия, Ирак и другие страны Персидского залива объявляют о новых дисконтах для азиатских потребителей и тем самым ещё сильнее давят котировки вниз, вместо того чтобы помогать им идти вверх.

Теоретически, ситуация могла бы измениться, если бы крупнейший производитель внутри ОПЕК, Саудовская Аравия, вдруг внезапно объявил бы эмбарго на экспорт нефти, например на месяц. Тогда цены на какое-то время обязательно бы подскочили. Но мы подобного намерения пока не видим.

– А каких цен, на Ваш взгляд, можно ожидать в 2016 г. при реализации наиболее оптимистичного и наиболее пессимистичного сценариев развития ситуации?

– Думаю, коридор уже более-менее установился. Я ещё полгода назад ожидал, что средняя цена будет составлять 45 долларов за баррель. От этого уровня котировки могут сдвигаться вверх или вниз под воздействием каких-либо кратковременных «нервных» факторов, например неожиданных политических событий или изменения товарных запасов нефти в той или иной стране. Поэтому я не исключаю, что цены в отдельные периоды могут доходить до 55 и даже 60 долларов или падать до 40 долларов. Но рыночные механизмы будут быстро возвращать их к прежнему среднему значению, находящемуся в районе 45 долларов.

– А какую роль здесь сыграет ожидаемое снятие санкций с Ирана?

– Иранский фактор уже заложен в нынешние цены. Потому что Тегеран постепенно, невзирая на эмбарго, начал увеличивать экспорт нефти в Китай и другие азиатские государства. И в будущем, когда эмбарго снимут окончательно, он сможет достаточно быстро восстановить свой прежний экспортный потенциал (если не полностью, то, как минимум, на три четверти). А в перспективе он начнёт его наращивать.

Сейчас Ирану не хватает денег для того, чтобы нанять операторов с хорошими технологиями для разработки своих месторождений. Но в очереди уже стоят ведущие мировые компании, включая российские. И я думаю, что добычу могут нарастить довольно быстро...

НАША СПРАВКА



Михаил Иванович КРУТИХИН родился в 1946 г. в Москве. В 1970 г. окончил Институт стран Азии и Африки при Московском государственном университете по специальности «персидский язык и литература». Окончил аспирантуру Академии общественных наук при ЦК КПСС, в 1985 году получил степень кандидата исторических наук.

В 1970–1972 гг. был военным переводчиком в Иране. Затем, в течение 20 лет, работал в ТАСС, в отделе Ближнего Востока, заведовал корпунктами в Ливане и Египте.

С 1993 г. занимается нефтегазовой аналитикой. Является главным редактором журнала Russian Petroleum Investor. С 2002-го – партнёр и ведущий аналитик информационного агентства RusEnergy, редактор еженедельника The Russian Energy.

Владеет фарси, английским, французским и арабским языками.

При этом Ирану необходимо восстановить собственные позиции на нефтяном рынке, которые он утратил за время эмбарго. А значит, он будет продавать своё сырьё со значительными скидками, так что мировые цены опять-таки пойдут вниз.

– Как может повлиять на нефтяные цены обострение ситуации в Сирии?

– Думаю, никак не повлияет. В самой Сирии нефти очень мало, её добыча невелика. В своё время мировой рынок практически не заметил прекращения поставок лёгкой нефти из Ливии. Что уж говорить о Сирии?

Правда, некоторые эксперты опасаются, что военные действия распространятся за пределы этой ближневосточной страны, на Персидский залив. Но я в это не верю. Наоборот, сирийский кризис может оказать некое стабилизирующее воздействие на данный регион. Потому что Иран, участвующий вместе с Ираком и Россией в так называемой координационной коалиции по Сирии, окажется во-

влечённым во внутрисирийские дела и будет меньше внимания уделять повышению своей роли в Персидском заливе...

– Прошло уже более года после введения секторальных санкций против России. Оказали ли они, на Ваш взгляд, какое-либо влияние на нефтегазовый комплекс страны? Каковы могут быть долгосрочные последствия в случае их сохранения?

– Да, влияние санкций ощущается. Их самый большой эффект – финансовый. У российских нефтяных компаний сократились возможности получать долгосрочные кредиты. А ведь сроки окупаемости проектов в НГК – очень длительные, не менее 10–12 лет, а зачастую и все 25. Поэтому нужны именно «длинные» деньги.

Санкции заставили нефтяников ужать свои инвестиционные программы. В среднем по отрасли сокращение, по моим расчётам, составило где-то 30%. Хотя, конечно, тут сказались не только санкции, но и падение нефтяных цен.

На политику ВИНК также повлияли санкционные ограничения на импорт высоких технологий, в частности для разработки трудноизвлекаемых запасов и освоения шельфа. Например, «Газпрому», скорее всего, придётся сворачивать всю свою хваленую Восточную программу. Напомню, концерн планировал поставлять в Азию сжиженный газ, произведённый на основе сырья Южно-Киринского месторождения. Его разработка должна была осуществляться с использованием подводных добычных комплексов, которые производят всего

Санкции заставили нефтяников ужать свои инвестиционные программы. В среднем по отрасли сокращение, по моим расчётам, составило где-то 30%. Хотя, конечно, тут сказались не только санкции, но и падение нефтяных цен.

четыре западные компании. Но теперь и это месторождение попало под санкции и его освоение – под большим вопросом.

Правда, «Газпром» оптимистично заявляет – мол, мы наладим собственное производство подводных комплексов. Но я в это не верю. В своё время мы пытались по заказу наших клиентов найти в России предприятия, выпускающие хотя бы отдельные детали для таких комплексов, но тщетно. В Китае их тоже не сделают. Значит, освоение крупного офшорного месторождения, которое было в основе планов «Газпрома» по экспорту СПГ в Азию, затормаживается.

– Но, вероятно, в перспективе Россия сможет наладить импортозамещение и обеспечить себя собственным оборудованием...

– Нет, не сможет. На это нет финансовых средств. Как видим, правительство собирается в очередной раз «почистить карманы» нефтяных компаний. В частности, предлагалось резко повысить налог на добычу полезных ископаемых, что принесло бы в казну дополнительно 600 млрд рублей. Нефтяникам удалось отбить эту атаку, но чиновники наверняка придумают что-то новое. И пусть не на 600 млрд, а на меньшую сумму, но компаниям придётся раскошелиться.

То есть у ВИНК остаётся всё меньше и меньше средств для того, чтобы финансировать новые проекты. Не говоря уже о разработке и внедрении нового оборудования.

Более того, в последнее время нефтяные компании стали возвращаться к методам советского времени, то есть «гнать план». Они увеличивают добычу за счёт разработки самых простых залежей и эксплуатации самых эффективных скважин. И практически не занимаются оптимизацией освоения месторождений и повышением нефтеотдачи. В итоге мы можем повторить печальный опыт Самотлора, который в советское время был загублен в результате применения неэффективных и неоптимальных технологий. В его недрах пропало столько сырья, сколько хватало бы ещё на долгие годы его эксплуатации.

Происходит также сокращение программ бурения, в том числе разведочного. И через несколько лет это самым драматическим образом скажется на объёмах добычи.

Иными словами, компании под воздействием санкций и низких цен на нефть ведут себя как временщики: добудем как можно больше и попробуем продать сырьё, за сколько сможем, а дальше – хоть трава не расти. Конечно, никто вслух не

провозглашает подобной стратегии, но она наблюдается. И это очень жалко.

– А можно ли хотя бы частично смягчить последствия санкций за счёт увеличения роли в отечественном НГК частного нефтяного бизнеса?

– Когда господствует стратегия временщиков – давайте быстрее получим, что можем, и наплевать, что будет через год-два, – серьёзной рыночной реформы отрасли ожидать не приходится. У нас были частные компании, которые в общем-то неплохо работали. Например, «ЮКОС», «Сибнефть», ТНК-ВР, «Башнефть», «ИТЕ-

В последнее время нефтяные компании стали возвращаться к методам советского времени, то есть «гнать план». Они увеличивают добычу за счёт разработки самых простых залежей и эксплуатации самых эффективных скважин. И практически не занимаются оптимизацией освоения месторождений и повышением нефтеотдачи.

РА». Сейчас все они – государственные. У нас под лозунгом «Даёшь приватизацию!» идёт огосударствление нефтяного сектора.

Правда, недавно озвучены предложения Федеральной антимонопольной службы и «Роснефти» по постепенному разрушению монополии «Газпрома» и выделению из его состава трубопроводных предприятий. Несомненно, монополия – это всегда плохо для национальной экономики, потребителя, эффективности производства. Но я особо не верю в успех данного начинания. Предложения раскулачить «Газпром» раздавались и раньше, но ничего из этого не получалось.

Вряд ли что-нибудь удастся осуществить и из попыток частных компаний получить доступ на шельф. Правда, из-за упавших цен на нефть туда особо никто и не рвётся, кроме «ЛУКОЙЛа», у которого есть перспективные проекты в мелководных акваториях, недалеко от берега. Но и его на шельф не пускают (за исключением тех проектов, которые он начал ещё до введения данного ограничения). По сути, государственные «Газпром» и «Роснефть» играют на шельфе роль собаки на сене. Они нахватали большое количество лицензионных участков, которые теперь не в состоянии освоить.

Всё указывает на то, что государство будет играть ещё большую роль в управлении НГК. И это плохо для отрасли. Менеджеры госкомпаний и чиновники фактически приватизируют доходы от деятельности своих предприятий и национализуют убытки. То есть себя и своих «прикормленных» подрядчиков они не обидят, но в эффективности производства абсолютно не заинтересованы. Наоборот, они стремятся к увеличению затрат, чтобы и откаты были побольше...

А вот менеджмент частных компаний отвечает перед акционерами за максимизацию прибыли и минимизацию расходов. Поэтому их деятельность более эффективна.

– По итогам первого полугодия нынешнего года добыча «Газпрома» упала на 13%. Чем, по Вашему мнению, это объясняется, и есть ли у отечественной газовой монополии возможность в перспективе увеличить производство «голубого топлива»?

– Существуют две причины падения добычи «Газпрома». Первая (абсолютно объективная) – сокращение спроса на газ, то есть сжатие рынков. Основным направлением поставок концерна всегда была Европа, но она в последние четыре года сокращает объёмы нетто-импорта (даже несмотря на падение собственной добычи). Это происходит потому, что Европа научилась, во-первых, экономить газ. А во-вторых, эффективно использовать другие, более дешёвые виды энергоносителей, например уголь. Свою роль играет также расширение применения возобновляемых источников энергии.

Кроме того, альтернативой трубопроводному газу является СПГ. В Старом Свете было построено огромное количество терминалов по его приёму, и, хотя они в прошлом году были загружены менее чем на треть, у Европы есть возможность оперативно расширить закупки сжиженного газа.

Сокращается и рынок Азии. «Газпром» связывал большие надежды с началом поставок в Китай. И Миллер, и Путин неоднократно объявляли, что туда скоро пойдёт больше газа, чем в Европу. Но китайская сторона недавно подтвердила оценку, которую я и другие эксперты давали ещё несколько лет назад, – у КНР вплоть до 2035 г. будет профицит газа. И российское сырьё им вообще не нужно. И даже если Пекин согласится приобретать газ у РФ, то он будет платить за него ту цену, которую сам же, как монополичный покупатель, продиктует. Наверняка она окажется ниже себестоимости добычи и транспортировки.



«Газпром нефть»

То есть мы будем субсидировать китайских потребителей газа из российского бюджета, в частности за счёт пенсионеров, образования, здравоохранения и т. д.

Вторая причина, из-за которой «Газпром» сокращает свою добычу, – это его репутация как политического инструмента Кремля. Я считаю, что именно по политическим причинам концерн «угробил» украинский рынок, самый большой в Европе. Поэтому, если у европейского потребителя появляется возможность отказаться от российского газа в пользу какого-то другого, он делает это мгновенно.

В результате в прошлом году реализация газа у «Газпрома» была на 173 млрд м³ меньше, чем его добычный потенциал. То есть ему уже не надо разрабатывать новые месторождения, действующих хватает с избытком. Не нужно строить новые газопроводы в Европу, потому что существующих мощностей вдвое больше, чем требуется...

– Но помимо Европы и Китая «Газпром» мог бы рассчитывать и на другие рынки, в частности поставки СПГ...

– С СПГ мы опоздали. Сейчас на этот рынок собираются выйти производители из Австралии, Канады и США. И наш сжиженный газ по сравнению с их продукцией будет слишком дорог. Единственные проекты, которые могли бы оказаться конкурентоспособными на мировом рынке, – это сооружение третьей линии на СПГ-заводе в рамках проекта «Сахалин-2» и строительство нового предприятия на Сахалине силами «Роснефти» и ExxonMobil. Мощность этих проектов – по 5 млн т СПГ в год.

А все остальные проекты – абсолютно не экономические. Например, «Ямал СПГ» – чисто политическая затея, которая может осуществиться только из-за беспрецедентных налоговых льгот, предоставленных государством. То есть Россия будет иметь от этого проекта лишь расходы, например на сооружение инфраструктуры и атомных ледоколов. А вся прибыль уже фактически «подарена» его акционерам – компании «НОВАТЭК», французской Total и китайской CNPC.

– Могла бы способствовать увеличению российского газового экспорта отмена монополии «Газпрома» на данный вид деятельности?

– Трудно сказать. Но я думаю, что могла бы. Причём сам «Газпром» не сильно бы пострадал. Теоретически можно сохранить государственную монополию на трубопроводную систему. Существует же в нефтяной отрасли «Транснефть», которая великолепно справляется с экспортом нефти и нефтепродуктов. И конфликтов по поводу «места в трубе» между отечественными ВИНК уже давно не возникает.

Можно посмотреть и на норвежскую схему. Там единым каналом экспорта командует консорциум компаний, которые добывают газ. И место в трубе они получают в соответствии с долей своего производства.

Кроме того, можно было бы выделить из состава «Газпрома» отдельные добычные предприятия и приватизировать их. Понятно, что они достанутся не последним людям в списке нашей политической

и деловой элиты. Тем не менее эти предприятия, став частными, будут состязаться и между собой, а также с «Роснефтью» и другими независимыми производителями газа. И тогда мы увидим совсем другую картину на рынке.

Я недавно разговаривал с новым руководителем германской компании Wintershall AG Марио Мереном. Он сказал так: на месте «Газпрома» я бы всячески помогал Европе строить терминалы по приёму сжиженного газа и интерконнекторы между странами. Чтобы у любого европейского государства была возможность получать газ и из других источников, помимо России. В этих условиях «Газпром» выигрывал бы множество контрактов, поскольку газ у него оказался бы дешевле. И тогда он сможет даже повысить свою долю на европейском рынке. Никто ведь не жалуется на чрезмерную зависимость Европы от российской нефти или угля, хотя доля РФ на этих рынках примерно такая же, как и по газу. Просто у покупателей есть альтернатива, и поэтому они спокойно относятся к российским поставкам.

– Если спрос на российский газ в Европе падает, то какова тогда логика в сооружении второй очереди «Северного потока», которую анонсировал «Газпром»?

– Логика глубочайшая! То, что вторая очередь «Северного потока» никому не нужна – абсолютно очевидно. Из-за недостаточного спроса на газ не полностью загруженной остаётся и первая очередь данной магистрали. В связи с этим «Газпром» уже был вынужден замедлить и сократить программу освоения Бованенковского месторождения и других запасов на полуострове Ямал, которые были нацелены на Северо-Западную Европу. Кроме того, он урезал с 8 до 4 ниток мощность газопровода Бованенково – Ухта (фактически это сегмент наземной части «Северного потока»).

Но в строительстве ещё двух ниток «Северного потока» есть глубокий смысл. Подводную часть должен прокладывать международный консорциум, в который войдут дочка «Газпрома», зарегистрированная в Швейцарии (её доля 51%), и ряд иностранных компаний. Зарубежным участникам проекта необходимо вложить деньги в сооружение данной трубы. А затем, в соответствии с финансовым соглашением с «Газпромом», они начнут получать транспортные платежи, чтобы возместить собственные издержки и приобрести прибыль. Причём данные платежи станут начисляться исходя из пропускной способности трубы, а не физических



объёмов прокачанного сырья. Есть газ в трубе или нет – никого не волнует, иностранные члены консорциума всё равно получают свою прибыль.

В свою очередь, дочка «Газпрома» будет получать средства на швейцарские счета от своей материнской структуры, «Газпром экспорта». Куда дальше пойдут деньги – неизвестно. Это очень запутанная схема, в которой когда-нибудь, я надеюсь, ещё придётся разбираться следователям. То есть в «Газпроме» тоже есть люди, которым чрезвычайно выгоден этот проект...

Впрочем, по «Северному потоку – 1» подписали аналогичное соглашение. И хотя газопровод очень долго не был целиком заполнен, «Газпром» платил по полной программе – как своей дочке, так и западным партнёрам. Такой же договор заключён и по «Южному потоку», который так и не был реализован.

– Но всё же не верится, что это чисто коррупционная схема. Может быть, если «Газпрому» удастся уладить конфликт с ЕС по поводу Третьего Энергопакета, спрос на российский газ в Европе увеличится и тогда обе очереди «Северного потока» окажутся востребованными?

– Нет, дело не в Третьем Энергопакете. Официально с декабря прошлого года (а неофициально даже раньше) «Газпром» поменял свою стратегию в Европе. Он больше не настаивает на том, чтобы быть собственником газопроводов на европейской территории. Более того, для второй очереди «Северного потока» придумана очень интересная схема, которая сейчас обсуждается. Европейцы смогут покупать газ на виртуальном хабе – где-то в Балтийском море,

на середине трубы. И на сушу внутри Евросоюза этот газ уже будет поступать как принадлежащий не «Газпрому», а трейдерам или компаниям-потребителям. То есть все претензии к «Газпрому» как к монополисту автоматически снимаются.

Но это не отменяет главной проблемы: как я уже говорил, спрос на газ в Европе всё равно не растёт. В лучшем случае на поставки по «Северному потоку» могут переключиться отдельные потребители, которые сейчас получают сырьё транзитом через Украину. Но даже если будет построена вторая очередь Nord Stream, то в Европе останутся государства, которым российский газ можно доставлять только через Украину, в частности Словакия, Италия, Румыния, Болгария и другие Балканские страны.

То есть украинский транзит в любом случае сохранится. Именно поэтому Путин был вынужден заявить, что даже после 2019 г., когда истечёт срок транзитного соглашения с «Нафтогазом», транзит через Украину не прекратится.

– Но ведь для снабжения упомянутых стран должен был строиться «Южный поток», впоследствии переформатированный в «Турецкий поток»...

– Я не вижу возможностей строительства этой магистрали. Да, «Газпром» и отечественные политики раздавали оптимистические обещания. Мол, как только турки сформируют новое правительство, переговоры по «Турецкому потоку» возобновятся. Но на практике работы полностью свёрнуты. Отпущены восвояси судатрубоукладчики, на аренду которых потратили несколько сотен миллионов дол-

ларов и которые так и не притупили к работе. Огромные средства угрохали на сооружение так называемого «Южного коридора», по которому газ должен доставляться в район Черноморья, чтобы далее влиться в South Stream или «Турецкий поток». По разным оценкам, на это потрачено от 17 до 27 млрд долларов. Конечно, подрядчики «Газпрома» неплохо заработали... Но разве можно было затевать такие проекты, не имея предварительного согласия ни Европы, ни Турции!

Впрочем, в России это не впервой. Классический пример – газопровод Сахалин – Хабаровск – Владивосток. С одного конца трубы нет газа, а с другого – потребления. Но это не помешало подрядчикам получить огромную прибыль от данного проекта.

– Как Вы уже упоминали, спрос на газ падает и в Китае. Означает ли это, что и у «Силы Сибири» нет шансов?

– Во-первых, сооружение этой магистрали значительно замедлилось. Раньше её пуск намечался на 2018 г., потом на 2019 г., а сейчас уже очевидно, что раньше 2021 г. газ к китайской границе не подойдёт.

Во-вторых, возникают проблемы с освоением Чаюдинского месторождения в Якутии – от геологических (наличие нефтяной оторочки) до технологических. Вообще, логичнее было бы начинать разработку газовых ресурсов Восточной Сибири не с Чаюнды, а с Ковыктинского месторождения в Иркутской области. Ковыкта обладает большим объёмом запасов, и её эксплуатация проще с технологической точки зрения. Но у властей Якутии, видимо, оказалось больше рычагов влияния на принятие решения, чем у руководства Иркутской области.

В-третьих, для обеспечения газовых поставок в Китай необходимо строить завод по подготовке сырья к транспортировке. Из него нужно выделить все ценные фракции – этан, пропан, гелий и т. д. Кроме того, в якутском газе содержится до 7% азота, и гонять по трубам этот никому не нужный газ – дорогое удовольствие. Поэтому необходимы мощности по очистке от азота. Между тем, как я уже отмечал, Китаю российский газ абсолютно не нужен. А значит, проект «Сила Сибири» может быть свёрнут.

Я в своё время изучал обоснование инвестиций в схему поставок газа в Китай и строительство завода по сжижению газа во Владивостоке. Содержащийся в них посыл очевиден – данные проекты не окупятся никогда! Один экономист, который де-

лал заключение по упомянутой схеме, рассчитал ещё в 2011 г., что поставки газа с Чаянды в азиатском направлении могут быть эффективными только при условии увеличения цены сырья на 50–70%. Но она теперь, наоборот, падает. Раньше российские власти планировали, что китайцы будут на границе покупать газ не менее чем за 300 долларов за 1 тыс. м³, а ныне даже европейская цена грозит упасть до уровня 170–180 долларов. Нет ни малейших сомнений, что китайцы не будут платить больше европейцев. Так что «Сила Сибири» – это не коммерческий проект, а чистое надувание щёк и распил средств между подрядчиками.

Велось немало разговоров и по поводу газопровода «Алтай», который теперь переименовали в «Силу Сибири – 2». По всей вероятности, по нему подпишут ещё кучу меморандумов и протоколов о намерениях. Но от этого проект не станет более реалистичным. Дело в том, что «Алтай» входит на территорию Китая в точке, расположенной в пустыне между Монголией и Казахстаном, где абсолютно нет потребителей газа. Для того чтобы доставить газ в районы, где спрос есть, необходимо построить ещё одну магистраль длиной 3 тыс. км. Китайская сторона готова его соорудить, но... за счёт России. А у «Газпрома» нет денег даже на то, чтобы завершить «Силу Сибири». Недаром недавно Путин призвал правительство и местные власти поддержать данный проект различными налоговыми льготами. Дальневосточные регионы сами сидят на федеральных дотациях, а теперь они ещё должны помогать строить трубу, которая никому не нужна! Но я уверен: даже если снять все налоги с «Газпрома» (как с «НОВАТЭКА» в рамках проекта «Ямал СПГ»), то всё равно поставки в Китай останутся убыточными.

– А есть ли, по Вашему мнению, смысл продолжать проекты по освоению арктического шельфа?

– Кто же будет добывать на арктическом шельфе нефть себестоимостью 150 долларов за баррель? Например, Shell уже остановила свой арктический проект на Аляске. При нынешних котировках в лучшем случае работы можно продолжать в незамерзающей части Баренцева моря. Хотя часть норвежских проектов в данной зоне сейчас закрываются, даже знаменитый Голиаф.

К тому же в российской Арктике преобладает не нефть, а газ. А он, как уже отмечалось, никому сейчас не нужен, и поэтому приходится сокращать мощности

сухопутных месторождений. Зачем тогда лезть на шельф?

Да, «Роснефть» продолжает разведочное бурение в небольших масштабах, но начала добычи в обозримом будущем вряд ли произойдёт. При этом интересно поведение партнёра «Роснефти» – американской компании ExxonMobil. Даже когда стало понятно, что цены на нефть снижаются, она согласилась вложить 3,4 млрд долларов в разведку запасов в Карском и Чёрном морях. Одна только первая скважина в Карском море обошлась в 650 млн долларов. Конечно, для такой огромной корпорации эта сумма вполне подъёмная, но почему американцы всё же пошли на эти расходы? Думаю, что это просто удовлетворение любопытства, желание проверить – есть ли углеводороды в Арктике или нет. И окончательный ответ на этот во-

В течение пяти лет мы увидим падение добычи нефти – как из-за низких цен, так и санкций. Плюс к этому сыграют свою роль и объективные причины – истощение запасов легко извлекаемой нефти в рамках ныне действующих проектов. Уже сейчас около 70% остающихся в недрах ресурсов – трудноизвлекаемые, и их доля будет расти.

прос ещё не получен. Пробуренная скважина не была испытана, её практически сразу «закупорили». А в образцах керна обнаружены всего-навсего выпоты нефти, то есть небольшие капельки, якобы свидетельствующие о наличии запасов. Но это не помешало «Роснефти» громко объявить об открытии гигантского месторождения, которому дали название Победа. Как сказал Сталин, садясь в новый советский автомобиль: «Не велика «Победа»». Это чистой воды очковтирательство!

– В последнее время в Европе вёлся ряд судебных разбирательств против России и её нефтегазовых компаний. Как это может сказаться на отечественном нефтегазовом экспорте?

– Да, «Газпрому» ещё с 2012 г. угрожают в Европе антимонопольным разбирательством. Однако концерн путём закулисных переговоров с Европейской комиссией смог снять часть обвинений. Данные переговоры были прерваны из-за введения санкций, но сейчас они снова

возобновлены. К тому же, как я уже отмечал, «Газпром» изменил своё поведение в Европе. И поэтому, я думаю, он сможет избежать судебных проблем.

С так называемым делом «ЮКОСа» ситуация гораздо серьёзнее. В Европе могут начаться аресты активов, принадлежащих российскому государству. А поскольку «Роснефть» – на 62% госкомпания, арест может быть наложен на её доходы от экспорта нефти и на её доли в четырёх НПЗ в Германии. И тут договориться, как в случае с «Газпромом», вряд ли получится. Конечно, «мировая» с акционерами «ЮКОСа» возможна, но только после выплаты какой-то части денег.

Мораль проста: не надо было скупать краденое. Вспомните, российские власти использовали «в деле ЮКОСа» чудовищно наглые схемы (вроде компаний, зарегистрированных в какой-то кондитерской в Тверской области). В приличном обществе так не поступают...

– В связи с очередным обострением российско-европейских отношений вновь возникли разговоры о возможности введения Европой эмбарго на закупку российской нефти. Считаете ли Вы возможным такой вариант развития событий?

– Нет, это чистые домыслы. От такого эмбарго пострадал бы целый ряд европейских стран – Словакия, Чехия и Венгрия. Им было бы трудно найти альтернативные источники поставок сырья. Также понесли бы экономические потери Польша и Германия, хотя им найти замену российскому сырью было бы проще. И главное, зачем вводить такое эмбарго? Никому это не надо...

– И в заключение Ваш прогноз: как будет развиваться российский рынок нефти и газа, учитывая действие упомянутых Вами экономических и политических факторов?

– В ближайший год ничего радикального и драматического нас не ждёт. Но в течение пяти лет мы увидим падение добычи нефти – как из-за низких цен, так и санкций. Плюс к этому сыграют свою роль и объективные причины – истощение запасов легко извлекаемой нефти в рамках ныне действующих проектов. Уже сейчас около 70% остающихся в недрах ресурсов – трудноизвлекаемые, и их доля будет расти.

Что касается добычи газа, то она может остаться на том же уровне и даже немножко вырасти. Но в целом, как я уже упоминал, на газовом рынке также будет наблюдаться стагнация из-за сокращения перспектив спроса в Европе и Китае. ■

«Ножницы Кудрина», «серп Силуанова», что дальше?



Нефтяным компаниям фактически предлагают заплатить за неправильные действия или бездействие российских властей и Центрального банка

Андрей КОНОПЛЯНИК,
Советник генерального директора ООО «Газпром экспорт»,
доктор экономических наук, профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. Губкина

«Серп Силуанова» – именно так Константин Симонов, гендиректор Фонда национальной энергетической безопасности, назвал¹ анонсированное Минфином в середине сентября нынешнего года предложение по изменению формулы расчёта налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Данная инициатива должна была привести к увеличению налоговой нагрузки на нефтяной сектор за счёт предлагаемого налоговиками использования условного курса рубля.

Эта налоговая новация Минфина, которую К. Симонов сравнил с предыдущим «налоговым обрезанием» – «ножницами Кудрина», – ориентирована на то, чтобы увеличить налоговые сборы с «девальвационной прибыли» нефтяных компаний. Она образовалась за счёт роста курса рубля после снижения мировых цен на нефть. Предложение Минфина вызвало резкую дискуссию в заинтересованных кругах – как в публичном пространстве, так и в рамках формально закрытого диалога делового сообщества и органов государственной власти. Оно привело к расколу среди последних и в итоге – к корректировке предложенных Минфином бюджетных решений. Но обсуждение темы («брать или не брать») не завершено. По сути, речь идёт о выборе (адаптации/корректировке/смене или сохранении) дальнейшей модели поведения по линии «государство – общество – нефте-

газовая отрасль». Будет ли сохраняться роль НГК в качестве регулярного замыкающего поставщика бюджетных доходов при любых (в первую очередь неблагоприятных) колебаниях экономической конъюнктуры, дабы обеспечить наполнение бюджета, посчитанного без оглядки на эффективность использования собранных (преимущественно с сырьевых отраслей) средств? Это – валовый, экстенсивный подход: больше собрать, невзирая на эффективность использования.

Но есть и другой – интенсивный подход: сконцентрироваться на том, чтобы эффективнее потратить собранное. Переход на такую траекторию развития неизбежен. Однако он невозможен при сохранении неблагоприятного инновационно-инвестиционного климата в стране и повышении налогового бремени, в том числе на основных плательщиков. В конце концов, план по мясу и молоку можно однажды выполнить в максимальном объёме по обоим параметрам – выдаивая корову по максимуму 364 дня в году, выполняя тем самым план по молоку, а на 365-й день её зарезать, выполнив заодно план и по мясу. Но так можно поступить только единожды (кстати, в советской истории 1960-х такой опыт, вряд ли заслуживающий повторения, уже имел место быть). В лучшем случае подобный подход называется краткосрочным (short-termism), и он отнюдь не основан на логике долгосрочного экономического эффективного развития.

¹ См.: http://rbctv.rbc.ru/archive/rbc_view/562949997328488.shtml

² Конопляник А. К повестке дня Президентской комиссии по ТЭК // Нефтегазовая Вертикаль. 2015. № 20. С.52–55.

Письмо нефтяников и иные аргументы

Состоявшееся 28 сентября заседание Правительства РФ не одобрило предложения Минфина о корректировке формулы расчёта НДС. По-видимому, сработало подержанное Минэнерго письмо глав нефтяных компаний Президенту РФ «О фискальных новациях Минфина России для нефтяной отрасли», содержащее аргументацию того, почему этого нельзя делать.

Набор перечисленных нефтяниками в своём письме негативных последствий, к которым может привести «корректировка» формулы НДС, весом и убедителен. Он включает в себя:

- рост долговой нагрузки, нарушение ковенант по заёмным средствам и, следовательно, кросс-дефолты для ряда компаний³;
- негативный мультипликативный экономический эффект внутри страны – сворачивание бизнес-активности в смежных отраслях, сокращение занятости;
- повышение стоимости сырья для переработки на внутреннем рынке и т. п.

Завершалось письмо фактическим приравнением предложения Минфина к антироссийским санкциям. *«Несмотря на введённый в этом году “налоговый манёвр” и решение о стабилизации налоговой системы на пятилетнюю перспективу, Минфин предлагает новые меры, реализация которых наряду с международными санкциями приведёт к падению конкурентоспособности нефтяной отрасли и потере доли поставок российской нефти на мировые энергетические рынки»,* – говорится в письме⁴.

К этим аргументам можно добавить ещё целый ряд... После снижения цен на нефть на мировом рынке российские нефтяные компании уже уменьшили капзатраты на 15–30% в долларовом выражении (А. Громов, ФИЭФ⁵), что даст необратимый эффект через несколько лет. Сегодняшняя же добыча поддерживается не только прошлыми инвестиция-

ми, но и эксплуатационными затратами, которые финансируются из текущего денежного потока. А его располагаемая величина для компаний сократилась бы за счёт роста НДС, ибо он – оборотный налог (с валовой выручки).

Более того, налоги платятся с рублёвого дохода. А значительная часть затрат НКГ приходится на закупки импортного оборудования. Их доля, по данным Минпромторга, в 2014 г. превысила 50%. Так, по пяти позициям в сфере эксплуатации скважин и повышения нефтеотдачи импортные закупки составили 67–95%; по двум позициям в бурении наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин – 60–83%; по девяти в секторе сжижении природного газа – 50–100%; по четырём в переработке УВС – 40–80%; по пяти в реализации шельфовых проектов – 80–90%; по девяти в транспортировке нефти и газа – 30–80%; по трём в геологоразведке – 30–80%⁶.

Повышение НДС привело бы к сокращению налоговой базы для налога на прибыль, то есть к уменьшению налоговых поступлений регионов. А ведь на них в своё время были частично переброшены социальные обязательства федерального центра по исполнению майских указов Президента России, которых никто не отменял и которые носят безусловный для исполнения характер. Адекватно компенсировать потери регионов трансфертами из федерального бюджета вряд ли получилось бы, поскольку доходная часть последнего уже сузилась из-за падения цен на нефть. Значит, либо усилился бы торг регионов за ставшие ещё более дефицитными трансферты (со всеми издержками борьбы за дефицит), либо ослабла бы экономическая состоятельность регионов. Но сильная страна сильна своими экономически мощными, самостоятельно зарабатывающими регионами, а не слабыми, экономически несамостоятельными, зависими от федеральных трансфертов, пусть и лояльными, территориями.

Плюс ко всему В. Путин обещал не ухудшать налоговых условий до 2018 г. (что было мягко упомянуто, не переходя на личности, в письме нефтяников). Но Минфин всё же предложил повысить налоговое бремя (пусть и под соусом корректировки формулы расчёта НДС и снятия «девальвационной прибыли») на основных плательщиков. Возникает вопрос: кто в лавке хозяин?

«Короткий триумф нефтяников»⁷

Корректировку НДС в итоге удалось предотвратить. Но поскольку Минфину для балансировки бюджета (в пределах заявленного Президентом РФ сохранения в 2016 г. не более чем 3-процентного его дефицита) требуется увеличение налоговых сборов, то данный процесс было решено «размазать» по нескольким отраслям. Теперь дополнительные деньги с нефтяников будут получены за счёт замедления снижения экспортной пошлины в рамках корректировки «налогового манёвра» (параметры которого, между прочим, утверждены законодательно). Произойдёт также утяжеление фискальной нагрузки на другие экспортно-ориентированные отрасли (газовую, металлургическую, производство удобрений) и дополнительное изъятие прибыли Центробанка.

Но выиграть сражение – не значит выиграть войну. Помощник министра финансов С. Никитина заявила после заседания Правительства 28 сентября, что повышение нагрузки на нефтегазовую отрасль неизбежно. Обсуждается лишь способ, который вызовет наименьшие последствия для компаний. И Минфин делает необходимые расчёты⁸.

Маховик налоговых притязаний на доходы нефтяников продолжал раскручиваться. Так, 3 октября на Инвестиционном форуме «Сочи-2015» А. Силуанов заявил, что *«нефтяники шантажируют государство!»* А 6 октября он выступил почти с «программой» статьёй в «Ведомостях», в которой обосновал свой (сугубо фискальный) подход к налогообложению нефтегазовой отрасли. И не только это, о чём ниже.

Сегодня Минфин инкриминирует нефтяникам получение непредвиденных доходов – незаработанной (или незаслуженно заработанной) «девальвационной прибыли». Эта претензия – основа для нынешних налоговых новаций министерства. И если не удалось корректировкой формулы НДС срезать «девальвационную прибыль», то Минфин, думаю, будет стараться срезать её (то есть забрать в бюджет искомый, посчитанный им самим объём «незаслуженно» заработанной прибыли) другими способами. Например (как решено сейчас), замедлением «налогового манёвра», осуществлением не в полном объёме

³ Финансовые ковенанты оговаривают поддержание на определённом уровне экономических показателей деятельности заёмщика. Инвестбанкиры (ВТБ Капитал) ожидали от этой новации Минфина (в случае её принятия) снижения ЕВТДА по отрасли в 2016 г. примерно на 10%. В нынешних санкционных условиях, закрывших для России рынки англосаксонского капитала, это могло привести к требованиям кредиторов досрочно погасить кредиты. Компенсировать их можно было бы только отчасти, с финансовых рынков других стран. Но это было бы существенно дороже.

⁴ Цит. по сообщению агентства «Интерфакс» от 25.09.2015 г.: «Руководители нефтекомпаний обратились к помощи Путина в споре с Минфином, предупредив о риске дефолтов».

⁵ См.: http://rbctv.rbc.ru/archive/rbc_view/562949997328488.shtml

⁶ План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения РФ (приказ Минпромторга РФ от 31.05.2015 г. № 645).

⁷ Так оценили итоги заседания Правительства РФ от 28.09.2015 г. журналисты РБК-daily (Подобедова Л., Негреба П., Дзяко Т. Найти триллион: кто даст дополнительные деньги в бюджет вместо нефтяников // РБК-daily. 28.09.2015. См.: <http://top.rbc.ru/business/28/09/2015/56095ba19a794728ace24ed8>)

⁸ Там же.

запланированного снижения таможенной пошлины или иными способами, которые мы, полагаю, ещё сможем увидеть в будущем, особенно если не произойдёт быстрого «отскока» нефтяных цен и период их относительно низких значений продлится в среднесрочной перспективе. А их сохранение на невысоком уровне вполне может произойти из-за иной природы нынешнего падения котировок по сравнению с кризисом 2008–2009 г. или более ранними ценовыми кризисами.

ТАКИЕ РАЗНЫЕ НЕФТЯНЫЕ КРИЗИСЫ

Природа падения нефтяных цен в рамках организованного мирового рынка нефти (1985–1986, 1998, 2008–2009 и 2014–2015 гг.) различается (см. табл. 1).

Нефтяные кризисы 1998 г. (после/вследствие Азиатского финансового кризиса) и 2008–2009 гг. (после/вследствие кризиса недвижимости в США) имеют финансовую природу. Они пришли на рынок «физической нефти» с рынка «нефти бумажной». В обоих случаях за ними последовал быстрый отскок цен на докризисные, пусть и не пиковые, уровни.

Кризис 1998 г. – это четвёртый в моей классификации¹¹ этап развития организованного мирового рынка нефти, в ходе которого произошло зарождение и становление рынка «бумажной нефти». Но он играл в то время подчинённую роль к рынку «физической нефти».

Кризис 2008–2009 гг. – это пятый этап развития организованного рынка нефти. На этом этапе рынок «бумажной нефти» – ключевой для ценообразования. Цены формируются на рынке нефтяных финансовых деривативов. Падение цен произошло из-за нарушения баланса спроса-предложения на данные деривативы при отсутствии избытка предложения «физической нефти». Финансовые вложения в «бумажную нефть» использовались для компенсации снижения курса доллара. Поэтому данный рынок оказался сильно перегрет (как и рынок ГКО в России в конце 1990-х), и надутый на нём финансовый пузырь лопнул.

Недостаток финансовых ресурсов на рынке «бумажной нефти» после кризиса был быстро преодолён тремя программами «количественного смягчения», реализованными в США. Поэтому высокие цены на нефть восстановились, про-

должая компенсировать ослабление американского доллара.

Нефтяные кризисы 1985–1986-го и 2014–2015 гг. имеют иную природу, ибо образовались на рынке «физической нефти». В середине 1980-х отскока цен на докризисные уровни не последовало. Не случится этого, на мой взгляд, и в нынешнем случае – рынок «физической нефти» гораздо более инерционный, чем рынок «бумажной нефти».

Кризис 1985–1986 гг. – это третий этап развития мирового рынка нефти (период доминирования ОПЕК). Падение цен произошло в результате возврата Саудовской Аравии к своей квоте добычи в рамках картеля и перехода к системе ценообразования «нет-бэк от биржевых котировок нефтепродуктов на NYMEX». Причём в условиях, когда в мире была уже создана диверсифицированная (а не заточенная только под поставки из стран ОПЕК, как в 1960–1970-е годы) система нефтеснабжения, разветвлённая инфраструктура которой обеспечивала бесперебойные поставки по всем направлениям. «Челночная дипломатия Киссинджера» или «заговор США и Саудов-

мыкающих месторождений стал короче – «кривая обучения» (learning curve) для сланцев более короткая и крутопадающая, ибо у сланцевой скважины жизнь короче из-за более быстрого падения добычи по сравнению с традиционными скважинами на традиционных месторождениях. Поэтому происходит более быстрое, чем на традиционных промыслах (мега-проектах, реализующих «эффект масштаба») внедрение инноваций в рамках более короткой «кривой обучения». Это приводит к интенсивному снижению издержек добычи сланцевой нефти, даёт возможность конкурировать значительной части сланцевых проектов с Саудовской Аравией по цене (20% сланцевых проектов обеспечивают 80% добычи данного сырья – закон Парето применительно к нефтяной отрасли).

Замыкающие производители (Саудовская Аравия и США) борются за долю на рынке (рента масштаба против технологической ренты). Но и те, и другие обязаны продолжать разработку и добычу при любых ценах. При этом в Саудовской Аравии капиталовложения давно окупались, теперь окупаются эксплуатацион-

Табл. 1. Причины падения нефтяных цен в период различных ценовых кризисов

Основные прошлые падения нефтяных цен	Истоки падения цен (сегмент рынка)
1985 г.	Рынок «физической нефти»
1998 г.	Рынок «бумажной нефти»
2008 г.	Рынок «бумажной нефти»
2014 г.	Рынок «физической нефти»

ской Аравии» против СССР в качестве причины этого якобы искусственно срежиссированного и рукотворного кризиса – не близкая мне фантазийная тема «политологов» и «конспирологов» всех мастей, далёких от нефтяного бизнеса и понимания закономерностей развития рынков.

Нынешний **кризис 2014–2015 гг.** – это шестой (?), или поздний пятый (?) (для меня этот вопрос пока открыт) этап развития мирового рынка нефти. Рынок «бумажной нефти» продолжает оставаться ключевым для ценообразования, но отражает реалии рынка «физической нефти», на котором сформировался избыток предложения.

Однако изменилась природа природного предложения – замыкающими на мировом рынке становятся не месторождения ОПЕК (монетизирующие ренту от «эффекта масштаба»), а сланцевые ресурсы США (монетизирующие «технологическую ренту»). Иначе говоря, слова «сланцевая революция в США» для меня – это не вопрос, не блеф и не виртуальная картинка, а позитивное утверждение и объективная реальность. Инвестиционно-инновационный цикл за-

ные расходы. Производителям сланцевой нефти и газа в США надо продолжать бурить, добывать и продавать по любой цене с целью покрытия ранее сделанных (преимущественно за счёт долгового или проектного финансирования) инвестиций или хотя бы не наращивать задолженность, чтобы финансовый пузырь мягко сдувался, но не лопнул. Неизбежные банкротства сланцевых компаний просто приводят к перераспределению прав собственности – обычное дело.

Поэтому период низких нефтяных цен может оказаться относительно длинным (вовсе не коротким)¹², как и период санкций. Отсюда и необходимость сме-

¹¹ См., например: Бушуев В. В., Конопляник А. А., Миркин Я. М. и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. – М.: ИД «Энергия», 2013. 344 стр. (Конопляник А. Глава 2: Эволюция контрактной структуры на мировом рынке нефти. С. 80–190; Он же. Глава 4: Пределы колебаний нефтяных цен. С. 230–273.)

¹² Аналогичные выводы с убедительной для меня аргументацией увидел, например, в недавних публикациях В. Ермакова (Ключи от рая: как изменятся правила игры на глобальном нефтяном рынке. – 09.06.2015. См.: <http://www.forbes.ru/mneniya-column/konkurenciya/290799-klyuchi-ot-рая-kak-izmenyatsya-pravila-igry-na-globalnom-neftya>), Г. Выгона (Перелом в мировой энергетике: чего ждать и что делать России? – 18.06.2015. См.: <http://www.rbcdaily.ru/economy/562949995661918>), М. Крутихина (Почему нефть не будет дорожать ещё несколько лет. 26.08.2015. См.: <http://www.rbcdaily.ru/economy/562949996795672>).

ны/адаптации приоритетов в энергетической политике страны вместо стремления переждать «текущие неурядицы» в рамках сложившейся парадигмы развития и закрывать временно «выпавшие» бюджетные доходы столь же «временным» повышением налогового бремени на основных налогоплательщиков (которое на практике редко оказывается таковым). То есть на тех же нефтяников и газовиков, которые генерируют рентный доход и должны были бы уплачивать рентные (то есть дифференцированные по своей природе) платежи. Но они вместо этого платят с 2001 г. НДС с плоской шкалой (о чём ниже).

УЧЕСТЬ ГАЗОВЫЙ ПРЕЦЕДЕНТ

«Реформы делаются не тогда, когда есть время и деньги, а тогда, когда нет возможности их не проводить», – неоднократно повторял Егор Гайдар. Предположение о продолжительном (а не коротком) периоде низких нефтяных цен (и санкций) должно сделать невозможным попытку и на сей раз избежать смены приоритетов развития экономики и энергетики и перехода с экстенсивного на интенсивный путь развития¹³. Даже если нельзя точно предсказать будущий уровень цен, лучше ошибиться, ориентируясь на длительное сохранение низких значений (вкуче с санкциями), чем надеяться на короткий период низких цен, рассчитывая после его завершения вернуться на существовавшую траекторию развития.

Мы это уже проходили с газом в Европе¹⁴. В результате кризиса 2009 г. в ЕС образовался устойчивый избыток предложения, ибо спрос на газ упал. Это стало следствием замедления экономического роста и реализации мер по повышению энергоэффективности. Кроме того, не в пользу газа сложилась межтопливная ценовая конкуренция, поскольку нефтяная привязка цен газа, содержащаяся в контрактах, делала его менее конкурентоспособным по сравнению со спотовым газом, углём и возобновляемыми источниками энергии. Между тем, предложение выросло. Это стало ещё одним эффектом американской «сланцевой революции», закрывшей рынок США для импортного газа. В результате законтрактованные для рынка объёмы катарского СПГ были перенаправлены в Европу. Данные процессы сопровождались радикальными институциональными из-

менениями, в первую очередь принятием Третьего Энергопакета ЕС. Успех его реализации стал возможен только в условиях избытка предложения газа в Европе.

Но радикальные изменения на рынке газа ЕС многими, в том числе и в нашей стране, поначалу воспринимались как временное явление. За три года рассосётся, полагали те, кто имели отношение к системе принятия решений. И не только в России. Поэтому первоначальная программа адаптации контрактных структур и механизмов ценообразования к указанным изменениям была рассчитана на три года (2009–2012 гг.). А затем она должна была вернуться на прежнюю траекторию развития газовых отношений между Россией и ЕС, построенных на безусловном доминировании долгосрочных контрактов с нефтепродуктовой индексацией, высоких уровнях обязательного отбора «бери-и/или-плати» (take-and/or-pay – TOP), которые во многом и предопределили появление избыточного, преимущественно российского по происхождению газа на европейских спотовых площадках и т. п. Потребовалось время для осознания, что эти изменения – всерьёз и надолго. И поэтому надо приспособливаться к новым реалиям европейского газового рынка и адаптировать экспортную газовую политику с целью максимизации монетизируемой ресурсной ренты¹⁵. Но об этом ниже.

НЕПРЕДВИДЕННЫЕ ДОХОДЫ?

22 сентября нынешнего года на совещании в Ново-Огареве Президент РФ В. Путин дал поручение Правительству Российской Федерации «*рассмотреть направления части “девальвационной прибыли” компаний в бюджет*».

Однако, на мой взгляд, рассмотреть – это в первую очередь разобраться не только в том, каким инструментом забирать «девальвационную прибыль». Сначала надо понять, является ли она в полной мере непредвиденными доходами нефтяников, которые их суверен (государство – собственник невозобновляемых природных ресурсов, переданных нефтяникам и газовикам во временное пользование) имеет безусловное и абсолютное право частично забирать в одностороннем порядке. Попробуем помочь правительству разобраться, пусть и пост-фактум, чтобы избежать повторного обращения к дефектному инструменту. Ведь 28 сентября оно (или, как минимум, налоговое ведомст-

во), похоже, не отказалось от идеи изъять «девальвационную прибыль», а лишь сделать это (пока) с помощью первоначально предложенного Минфином механизма корректировки НДС.

Нефтяники говорили о негативных последствиях роста фискальной нагрузки, подтверждённых соответствующими расчётами. Однако такая «магия цифр» может перевести любую дискуссию из русла обоснованности введения нового/дополнительного платежа в русло обсуждения правильности расчётов, касающихся последствий подобных действий. То есть нефтяники адресовались к следствию, а не причине (она понятна – сжатие бюджетных доходов) или обоснованности выбора объекта и инструментария предлагаемого повышения налоговой нагрузки. Поэтому поговорим об объекте нынешних фискальных притязаний налогового ведомства. Но перед этим отметим, что есть общепризнанные, обоснованные в теории и подтверждённые на практике аргументы, которые говорят о негативных эффектах повышения налогового бремени и описывают их механизмы. Отметим ряд таких эффектов, чтобы держать их в уме при последующих рассуждениях.

Экономистам известна так называемая «кривая Лэффера», которая описывает зависимость между ростом эффективной налоговой ставки и собираемостью налогов (см. рис. 1). По мере повышения ставки валовый сбор налогов поначалу увеличивается, а затем, после преодоления зоны оптимальных значений, начинает снижаться. Это зачастую запускает спираль дальнейшего повышения налогового бремени, ведущего к ещё большему сжатию налоговой базы, раскручивающему витки спирали дальнейшего ухудшения налогового/инвестиционного климата со всеми вытекающими негативными последствиями (см. рис. 2).

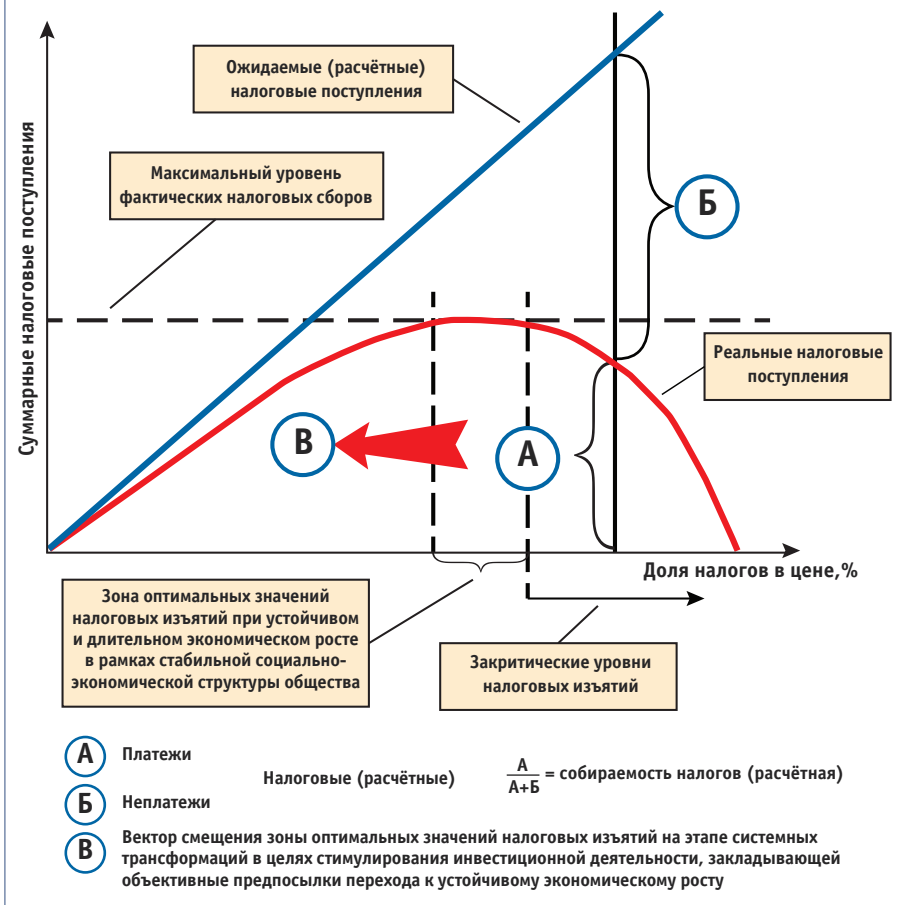
Государство, как собственник невозобновляемых природных ресурсов, имеет суверенное право изымать у компаний часть горной ренты, которая формируется недروпользователями в капиталоёмком и высокоресурсоёмком процессе монетизации ресурсов, то есть добычи и реализации сырья на внутреннем и/или экспортном рынке. Это система взаимоотношений «суверен – агент», при которой компании платят государству-собственнику природных ресурсов за право срочного и возмездного пользования ими. Цель государства в данном случае – получение максимальной долгосрочной монетизированной (то есть реализованной на рынке) ре-

¹³ Конопляник А. К повестке дня Президентской комиссии по ТЭК // Нефтегазовая Вертикаль. 2015. № 20. С. 52–55.

¹⁴ См., например: Конопляник А. Russian gas in Europe: Why adaptation is inevitable // Energy Strategy Reviews. March 2012. Volume 1. Issue 1. P. 42–56.

¹⁵ Konoplyanik A. Russia's evolving gas export strategy // Energy Economist. October 2015. Issue 408. P. 11–16.

Рис. 1. Динамика ожидаемых и реальных налоговых поступлений в соответствии с ростом налоговой ставки (эффект «кривой Лэффера»)



сурсной ренты. Поскольку речь идёт о невозобновляемых ресурсах, монетизировать и забрать эту ренту можно только один раз. Государство имеет право получить всю природно-ресурсную ренту в рамках инвестпроекта по освоению запасов природного ресурса (посредством системы налогообложения, которая поэтому должна быть гибкой и индивидуализированной — от проекта к проекту) за вычетом издержек компаний с приемлемой для них нормой прибыли, учитывающей и оправдывающей их многочисленные риски (выше риски — выше прибыль).

Инвестиционно-инновационная деятельность нефтяных компаний ведёт к снижению издержек, повышению их конкурентоспособности, то есть к росту прибыли за счёт предпринимательских усилий, которая поэтому к непредвиденным доходам не относится. Однако рост налогов (являющихся для компаний частью их затратной сметы) угнетает инвестиции и инновации, ухудшает конкурентоспособность компаний, сокращает их будущую налоговую базу (если облагается финансовый результат) или

угнетает саму деятельность предприятий (если, как сегодня в России, облагается физический объём добычи). Низкие нефтяные котировки уже сократили разрыв между ценой и издержками, а рост налогов ещё более уменьшает данный разрыв, что негативно отражается на производственной, в том числе инвестиционно-инновационной деятельности компаний (ибо носителями инноваций являются инвестиции).

У российских нефтяников есть два источника увеличения прибыли, которые не зависят от их предпринимательской деятельности, — рост мировых цен на нефть и изменения курса рубля (девальвационный доход — объект сегодняшнего внимания Минфина). Минфин фактически относит оба к непредвиденным доходам и уравнивает первые (усекаемые «ножницами Кудрина» на этапе роста цен на нефть) со вторыми (которые должны были усекаться «серпом Силуанова» на этапе их снижения и/или сохранения низких их значений при колебаниях курса рубля к доллару).

Концепция «непредвиденных доходов» (windfall profits) и их налогообложения

(windfall profits tax) хорошо известна в мировом нефтяном бизнесе. Так вот, на мой взгляд, следует разделять «непредвиденные» для нефтяников доходы в первом и втором случаях. В первом — ни нефтяники, ни правительство России не могут повлиять на уровень мировых цен на нефть. Во втором — изменение курса и появление девальвационной прибыли у нефтяников является результатом руково-творных действий (или бездействия) Правительства РФ и ЦБ. То есть нефтяники на величину девальвационной прибыли повлиять не могут, а Правительство и ЦБ могут. Поэтому во втором случае компаниям фактически предлагается заплатить за эти действия или бездействие власти. Справедливо ли это?

РЫНОК НЕФТИ — КТО ОПРЕДЕЛЯЕТ ЦЕНУ

На нынешнем этапе развития мирового нефтяного рынка цены на сырьё устанавливаются не нами (впрочем, так было всегда, но на предыдущих этапах это определялось иными факторами), а основными международными инвестиционными банками, преимущественно американскими. Они за счёт обеспечения быстрых горизонтальных перетоков на глобальном рынке ликвидного капитала с целью поддержания максимальной доходности своих инвестиционных портфелей вливают или, наоборот, забирают высоколиквидные финансовые ресурсы с рынка «бумажной нефти» в пользу других сегментов глобального финансового рынка. Тем самым банки формируют или меняют баланс спроса-предложения на рынке нефтяных финансовых деривативов, привязанных к нефтяным контрактам¹⁶.

Цена с рынка «бумажной нефти», которая формируется на двух крупнейших и ключевых биржах — Нью-Йоркской NYMEX и Лондонской ICE, — переносится (импортируется) на рынок «физической нефти» путём её использования в экспортных контрактах, в том числе с российской нефтью, и определяет тем самым курс рубля.

Присутствие российских финансовых институтов на рынке «бумажной нефти» находится на уровне статистической погрешности, следовательно, влияние России на мировую цену на нефть близко к нулю. Наша страна была и остается price-taker на мировом нефтяном рынке¹⁷. Поэтому, сохраняя зависимость бюджета

¹⁶ См.: Бушуев В. В., Конопляник А. А., Миркин Я. М. и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. — М.: ИД «Энергия», 2013. 344 стр.

страны от экспорта нефти, мы действительно обречены на колебания бюджетных поступлений в зависимости от быстротекущих изменений, находящихся вне зоны нашего влияния.

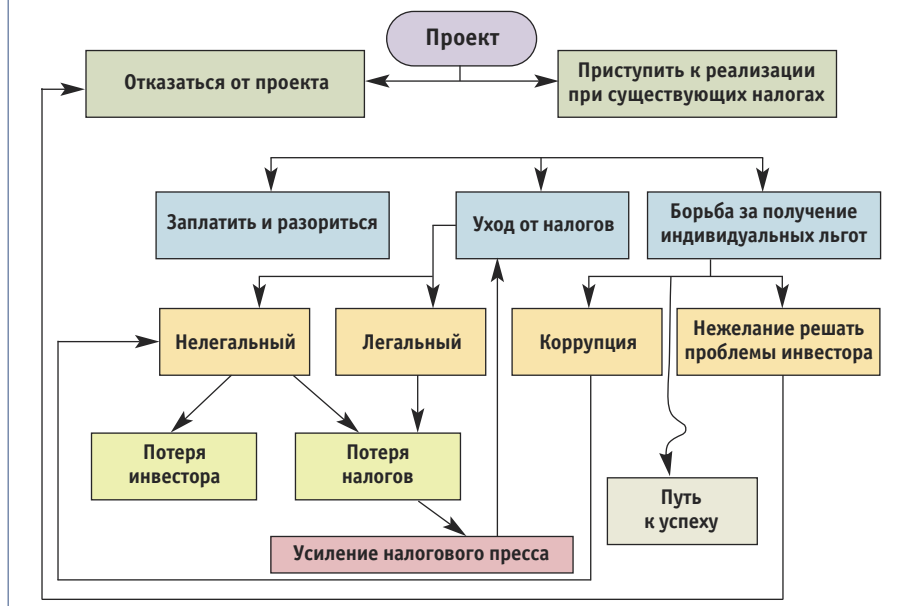
Поскольку данные изменения формируются и приходят с весьма подвижного финансового (в отличие от более инерционного физического) рынка, то и колебания мировых цен на нефть являются более частыми и диапазон их изменений может быть весьма широк. Тем самым создаются как большие «неожиданные» бюджетные плюсы (как в 2000-е годы), так и минусы (как сегодня или в середине 1980-х и в конце 1990 годов) для зависимых от экспорта нефти государств, в том числе стран-моноэкспортёров, к числу которых де-факто относится и Россия.

Поэтому я могу понять логику Правительства России, когда оно говорит нефтяникам на этапе повышения мировых цен на нефть: ребята, рост вашей прибыли в результате увеличения цен на нефть не есть результат ваших предпринимательских усилий. Это в чистом виде «непредвиденные доходы». Делиться надо.

Такое требование ряда суверенных государств-собственников природных ресурсов в 2000 годы (инициированное Венесуэлой), в период интенсивного роста цен на нефть (после их провала в декабре 1998 г. до 10 долл./барр.) – до исторического пика 147 долл./барр. в июле 2008 г., породило обвинения этих государств в политике «ресурсного национализма». Но её, на мой взгляд, было бы правильнее охарактеризовать как политику «ресурсного национализма», ибо эти государства вели речь о более справедливом распределении ресурсной ренты, резко выросшей за счёт непредвиденного повышения мировых цен на нефть. Де-факто на сревание дополнительной ценовой ренты – рост которой находился вне контроля компаний и Правительства России, то есть это в чистом виде «непредвиденные доходы» (windfall profits), – и были нацелены «ножницы Кудрина». Можно спорить об их внутренних пропорциях, но не о суверенном праве государства-собственника природных ресурсов попросить компании поделиться с ним частью «незаработанной» за счёт предпринимательских усилий прибыли от роста цен.

Но борьба за более справедливое распределение ресурсной ренты велась и ра-

Рис. 2. Варианты поведения инвестора в условиях запретительной налоговой среды в принимающей стране



нее. Собственно вся история нефтяной отрасли именно об этом. Борьба нефтедобывающих стран с компаниями Международного нефтяного картеля (МНК) привела к образованию ОПЕК в 1960 г., к последующему принятию Генассамблей ООН в декабре 1962 г. Резолюции № 1803 о постоянном суверенитете государств на свои природные ресурсы.

С момента заключения в 1928 г. Ачнакаррского соглашения, сформировавшего МНК, и до конца 1960 годов в международной торговле действовала сначала так называемая однобазовая, а с 1947 г. – двухбазовая система ценообразования на сырую нефть, лёгшая в основу консолидированных действий компаний МНК в тот период. Эта модель ценообразования обеспечивала стабильные цены на нефть в международной торговле, так как привязывала их к издержкам добычи в США и стоимости транспортировки из Мексиканского залива, вне зависимости от фактического источника добычи и пункта назначения обрабатываемого в международной торговле сырья. Но вплоть до рубежа 1960–1970-х годов в мировой нефтяной отрасли происходило снижение предельных и средних издержек, которое обеспечивалось не столько технологическими усовершенствованиями на действующих месторождениях (технологическая рента), сколько природным фактором – открытием новых гигантских месторождений на Ближнем и Среднем Востоке и в Северной Африке, что обеспечивало «эффект масштаба». Поэто-

му в тот период дополнительная рента (сверхприбыль) компаний образовывалась при стабильных ценах на нефть за счёт снижения издержек. И все эти приросты рентных доходов присваивались компаниями МНК. Поэтому в те же времена (на этапе стабильных нефтяных цен – 1950–1960-е годы) данные корпорации также получали своего рода аналог «непредвиденных доходов», ибо, оказывается, не всякое снижение издержек есть результат предпринимательских усилий и НТП.

Но и не всякий рост цен ведёт к появлению «непредвиденных доходов». Повышение мировых цен на нефть в 1970-е годы было рукотворным. Его организовали страны ОПЕК, преследовавшие всё ту же цель (семидневная арабо-израильская война – только повод) – перераспределить в свою пользу ресурсную ренту от использования мировым сообществом добываемой в странах ОПЕК нефти в условиях отсутствия достаточного конкурентного предложения из-за пределов картеля. Плюс компенсировать (хотя бы частично) часть недополученной ранее нефтедобывающими странами нефтяной ренты. Но здесь международные корпорации «непредвиденных доходов» (от роста цен) на стадии добычи не получали, ибо государства ОПЕК не только вернули себе суверенитет над своими природными ресурсами в недрах, но и национализировали или экспроприировали добывающие активы компаний МНК на своей территории.

¹⁷ Конопляник А. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «чёрного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

Рис. 3. «Кривые обучения» и роль государства



НЕ ВМЕСТО НЕФТИ, НО ОПЕРЕЖАЯ НЕФТЬ

Нынешняя «девальвационная прибыль» российских компаний имеет иную природу формирования, нежели описанные выше непредвиденные доходы компаний, полученные за счёт роста цен в 2000 гг., или их сверхприбыль, приобретённая вследствие снижения средних и предельных издержек в результате действия природного фактора на этапе стабильных цен в 1950–1960-е годы. Динамику курса российской валюты определяет сохраняющаяся зависимость от экспорта нефти и газа. Разговоры о создании инновационной экономики за пределами нефтегазового сектора не подкрепляются пока реальными делами. Отсутствует благоприятный инвестиционный климат в стране и в её обрабатывающих (не только добывающих) отраслях. Повышение НДПИ (или иные фискальные меры, нацеленные на достижение того же количественного результата, которого пока не удалось достичь предложением по корректировке формулы НДПИ) – это латание дыр при сохранении экстенсивного пути развития и при налогообложении, нацеленном на «среднюю температуру по больнице». А именно таков механизм налогообложения ресурсных отраслей с помощью НДПИ с плоской шкалой и таможенной пошлины¹⁸.

Разговоры о внешних факторах обрушения курса рубля¹⁹ формируют видимость доказательной базы под тезис о том, что фактическая девальвация национальной валю-

ты не является результатом рукотворных действий «партии и правительства» (их действия и/или бездействия). Это даёт основание относить «девальвационную прибыль» нефтяников к windfall profits. И тогда их можно обрезать с помощью «серпа Силуанова» или иных налоговых новаций.

«Слезть с нефтяной иглы» можно путём сокращения зависимости от экспорта нефти и мировых цен на неё, но не путём уменьшения масштабов развития нефтяного сектора (в том числе введением дополнительных – включая налоговые – барьеров при его развитии). А только за счёт снижения доли нефтяного сектора в экономике благодаря опережающему развитию других секторов, не связанных с реализацией нефтяной ренты.

Опережающее развитие иных, не нефтяных секторов является, в свою очередь, результатом инвестиционного климата в

¹⁸ Конопляник А. Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СПП, концессии) и их последствия для инвесторов. – М.: «Олита», 2002. 217 с.

¹⁹ Так, например, завершая дискуссию 18 сентября в Госдуме при рассмотрении в первом чтении законопроекта «Об особенностях составления и утверждения проектов бюджетов бюджетной системы Российской Федерации на 2016 год», глава Комитета по бюджету и налогам, единоросс А. Макаров заявил, что, по его мнению, корень проблем нашей экономики следует искать за пределами страны: «Сегодняшнее решение – это результат реальной оценки проблем, которые возникают <...> в результате тех обстоятельств, которые находятся вне сферы нашего влияния. Ведь совершенно очевидно, что тенденции в мировой экономике по курсу валют, стоимости энергоресурсов определяют сегодня три фактора: каким будет темп роста в Китае (а он сокращается), когда США примут решение о повышении ставки, и что произойдёт с 1 ноября, когда на рынок будет брошена иранская нефть» (<http://rusplt.ru/society/byudjet2016-nazad-v-budushee-18883.html>).

этих отраслях. То есть по определению – долгосрочной задачей. Инновационную экономику, в том числе в новых отраслях, не создать без участия государства. Американская «сланцевая революция» тому пример. Её предпосылки были заложены в принятой в 1977 г. американской госпрограмме «Энергетическая независимость». Она предусматривала поначалу мощные объёмы госфинансирования НИОКР по разным направлениям, инвестиционные стимулы (налоговые кредиты) и многие иные меры господдержки. На это наложились деятельность энтузиастов, подобных «пионеру сланцевой революции» Дж. Митчеллу, которому удалось коммерциализовать множественный гидроразрыв пласта на горизонтальных скважинах. Плюс свою роль сыграли рост цен на нефть и газ в 2000-е и сам характер американской экономики²⁰. Тем не менее потребовалось 30 лет, прежде чем эти меры дали результат²¹ – взрывной рост добычи сланцевого газа в США и последующие множественные «эффекты домино» американской «сланцевой революции»²².

В России выход на новый технологический уклад – это тоже длинный инвестиционный цикл, начиная с НИОКР. При этом поддержка фундаментальной науки не должна ограничиваться созданием «Сколково» или ФАНО, нацеленного на повышение коммерческой сиюминутной отдачи от использования имущества научных учреждений, не имеющего отношения к государственному стимулированию НИОКР. Господдержка НИОКР сдвигает влево «кривые обучения» (learning curves) для новых революционных достижений НТП. Последующие инвестиционные стимулы на стадии коммерциализации этих достижений сдвинут «кривую обучения» нового технологического уклада вниз (см. рис. 3). Тогда будут меньше востребованы налоговые новации типа «серпа Силуанова» или его заменителей (иных по форме, но по существу таких же).

(Окончание следует) ■

Примечание: Исследование, материалы которого использованы при подготовке статьи ««Ножницы Кудрина», «серп Силуанова», что дальше?», опубликованной в №№ 10–11 журнала «Нефть России», осуществляется при финансовой поддержке РГНФ в рамках научно-исследовательского проекта «Эволюция системы ценообразования на мировом энергетическом рынке: экономические последствия для России», проект № 14-02-00355а.

²⁰ Конопляник А. Американская «сланцевая революция»: последствия неотвратимы // ЭКО. 2014. № 5. С. 111–126.

²¹ См. рисунок в статье: Конопляник А. К повестке дня Президентской комиссии по ТЭК // Нефтегазовая Вертикаль. 2015. № 20. С. 52–55.

²² Конопляник А. «Эффекты домино» американской «сланцевой революции» // Вестник аналитики. 2014. № 1(55). С. 87–94.



INVENTRA
Part of CREON

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ

12 НОЯБРЯ

БИТУМЫ И ПБВ 2015

ЧЕТВЕРТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

25 НОЯБРЯ

ФОРУМ «ПОЛИМЕРЫ РОССИИ 2015»

9 ДЕКАБРЯ

ЗДРАВЫЙ СМЫСЛ.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЙТИНГ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ

ВТОРАЯ ТОРЖЕСТВЕННАЯ ЦЕРЕМОНИЯ

17 ДЕКАБРЯ

КПГ 2015

ЧЕТВЕРТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

РЕКЛАМА

ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ИНФОРМАЦИЮ О ПРЕДСТОЯЩИХ КОНФЕРЕНЦИЯХ ВЫ МОЖЕТЕ ПОЛУЧИТЬ
В ОРГКОМИТЕТЕ ПО ТЕЛ. +7 (495) 797-49-07 ИЛИ E-MAIL ORG@CREONENERGY.RU



Охота на инвестора

Процесс продажи доли в добывающих активах требует тщательной подготовки и поэтапной реализации



cutting through complexity

Антон УСОВ, партнёр, руководитель практики по работе с компаниями нефтегазового сектора;
Артём СКАМЕЙКИН, Олег ЖИРНОВ, инвестиции и рынки капитала
КПМГ в России и СНГ

Ограничение доступа к ресурсам долгового финансирования со стороны большинства западных компаний и банков вынуждает российские нефтегазовые предприятия пересматривать свои инвестиционные планы. Собственных денежных средств для осуществления всех запланированных инвестиций может быть недостаточно, и практически единственной альтернативой становится привлечение иностранных инвесторов для совместной реализации проектов посредством продажи неконтрольных долей либо создания совместных предприятий (СП).

Что и как продаём?

Подобная тенденция уже нашла отражение в политике крупнейших российских нефтегазовых компаний в отношении добычных проектов. Львиная доля анонсированных и уже заключённых сделок с добывающими активами связана с созданием СП или продажей неконтрольных долей – уступка «Роснефтью» миноритарной доли (15%) в ЗАО «Ванкорнефть» индийской ONGC, продажа ею же 20% ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» корпорации BP, продажа «ЛУКОЙЛом» 50% Caspian Investments Resources китайской Sinopec.

В настоящий момент компании, как правило, рассматривают варианты одновременного привлечения нескольких инвесторов, цели и задачи которых могут отличаться. При этом одним инвесторам важно обладать определённым уровнем контроля для принятия стратегических решений. Другим необходимо принимать участие в операторской деятельности месторождения. Третьим до-

статочно регулярно получать дивиденды, не вовлекаясь в управление активом. В связи с этим процесс переговоров по продаже долей в добывающих активах может оказаться довольно продолжительным (до 12 месяцев и более) и потребовать от продавца мобилизации значительных организационных ресурсов. Ему необходимо учитывать данные факторы, принимая решение о том, будет ли он управлять процессом продажи самостоятельно либо пригласит для этого внешнего консультанта.

Зачастую, запуская процесс продажи, продавец довольно абстрактно понимает периметр сделки. При этом уже в процессе общения с инвестором выясняется, что объект продажи, имеющий основную лицензию на разработку месторождения, владеет также другими активами, которые продавец не хочет включать в сделку (например, лицензии на разведку других участков), или обладает неоперационными активами, которые заведомо не интересны потенциальному инвестору (санатории, фермы, офисы). Он также может не иметь на балансе активов, которые являются критичными для будущего проекта (трубопроводы, скважины, объекты инфраструктуры).

Пересмотр периметра сделки в процессе переговоров производит крайне негативное впечатление на инвесторов и ставит под угрозу их интерес, и следовательно, успех всей сделки. Чтобы этого избежать, продавцу необходимо ещё до начала данного процесса провести анализ объекта продажи, его финансового и налогового состояния и, что не менее важно, оценить его стоимость и наиболее вероятный ценовой диапазон, дабы сформировать реалистичные ожидания и выработать последовательную переговорную позицию.

КТО НАШ ИНВЕТОР?

Важно найти такого инвестора, который наравне с продавцом был бы заинтересован в полном раскрытии потенциала месторождения. Для этого необходимо провести анализ потенциальных инвесторов по ряду критериев: соответствие стратегическим целям (например, фокус на офшорные проекты или расширение географического присутствия), финансовое состояние (размер долга, денежных средств), интерес к инвестированию в Россию (с учётом санкций, а также опыта предыдущих проектов) и т. д.

В соответствии с результатами анализа инвесторы разбиваются на группы в

зависимости от их предполагаемого интереса, а также приоритета их добавления в процесс переговоров. Как правило, в отдельную группу выделяются крупнейшие международные добывающие компании, заинтересованные в инвестициях в Россию (BP, Statoil, CNPC, Sinopet, ONGC и другие). При этом отдельно следует рассмотреть средние и небольшие компании, которые не всегда способны участвовать в проектах самостоятельно, но иногда готовы войти в них в составе консорциума.

Важно найти такого инвестора, который наравне с продавцом был бы заинтересован в полном раскрытии потенциала месторождения. Для этого необходимо провести анализ потенциальных инвесторов по ряду критериев: соответствие стратегическим целям, финансовое состояние, интерес к инвестированию в Россию и т. д.

Основной целью данного подхода является создание конкурентного процесса сделки путём ведения параллельных переговоров с рядом инвесторов. При этом их количество должно поддерживаться на уровне, которым можно эффективно управлять (на практике не более 10 на начальном этапе).

НАЧНИТЕ С ТИЗЕРА

Основным документом, направляемым инвестору на этапе первичного контакта, является так называемый тизер (краткое инвестиционное предложение). Мы рекомендуем начинать его подготовку сразу после принятия решения о продаже, одновременно с анализом потенциальных инвесторов. В таком случае после утверждения списка приоритетных инвесторов продавец сможет оперативно инициировать общение с ними.

Как правило, тизер состоит всего из нескольких страниц. Однако раскрываемой информации должно быть достаточно для первоначального понимания сути проекта. Помимо общего описания и основных технических характеристик актива (объём запасов, геологическое строение, профиль добычи, наличие инфраструктуры в регионе, рынки сбыта для каждого из продуктов), ти-

зер должен содержать чёткие ответы на два вопроса.

Первый – с какой целью продаётся доля в месторождении (потребность в технологиях партнёра, финансирование затрат на ГРП и капвложений и т. п.).

Второе – почему инвестору будет выгодно купить предлагаемую долю (диверсификация портфеля месторождений, наращивание объёмов запасов и добычи на балансе).

В тизере обязательно нужно привести сильные стороны и конкурентные преимущества проекта, но не стоит упоминать риски и обременения. Положительный фактор – «подстройка» тизера под каждого конкретного инвестора с учётом его предполагаемых интересов.

Важно понимать, что все документы, которые будут предоставляться после тизера, не должны противоречить информации, раскрытой в нём. Например, как показывает практика, списание части запасов по сравнению с данными, раскрытыми в тизере, может оказать крайне негативное впечатление на покупателя. Необходимо раскрывать только проверенные и надёжные данные.

По результатам рассмотрения тизера продавец ожидает получить «официальное» проявление интереса со стороны инвесторов. Как правило, на этом этапе уже можно судить о потенциале сделки и думать о плане дальнейших шагов: подписании соглашений о конфиденциальности, детальном раскрытии характеристик актива в ходе встреч, презентаций и обсуждений.

Дальнейшие переговоры могут пойти по абсолютно непредсказуемому пути. Кто-то из инвесторов будет заинтересован исключительно в геологии, кому-то важно понимание экономики проекта, а кто-то будет рад самой возможности участия. Важно отметить, что, несмотря на многообразие вариантов дальнейшего общения, продавец должен продолжать рассказывать «свою» историю, развивая сильные стороны, обозначенные в тизере, и предоставляя надёжные решения по управлению рисками проекта.

Как правило, по результатам раскрытия информации и переговоров в сделке остаётся 3–5 компаний, допускаемых к детальной проверке налоговых, юридических и финансовых аспектов. По их итогам инвесторы готовят обязывающие предложения. На их основе продавец выбирает одного или нескольких приоритетных инвесторов для подписания документов по сделке и её завершению. ■

На стыке санкций

Возможно ли обеспечить импортозамещение для реализации проекта «Сахалин-3» и освоения других месторождений на российском шельфе?



«Газпром»

Мария КУТУЗОВА

В начале августа этого года Соединённые Штаты ввели санкции против крупнейшего месторождения «Газпрома» на шельфе Сахалина, благодаря которому предполагалось снабжать газом первый и пока единственный завод СПГ в России – в рамках проекта «Сахалин-2». Ранее также озвучивались планы сделать Киринское и Южно-Киринское месторождения в Охотском море ресурсной базой завода по сжижению газа во Владивостоке. Тем не менее от этого плана было решено отказаться из-за пересмотра оценок углеводородного потенциала «Сахалина-3». Несмотря на санкции, «Газпром» не планирует пока менять план освоения Южно-Киринского. Эту информацию подтверждают и в российском Министерстве природных ресурсов и экологии. По словам главы ведомства Сергея Донского, компания не подавала заявки на корректировку сроков реализации проекта. Вместе с тем, по мнению представителей российской компании и ряда экспертов, уникальная геологическая структура месторождения не позволит освоить его без участия иностранного партнёра, обладающего соответствующими технологиями.

«ПЕРВАЯ ЛАСТОЧКА» ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ

Южно-Киринское нефтегазоконденсатное месторождение расположено примерно в 35 км на северо-восток от острова Сахалин. Оно входит в проект «Сахалин-3», который «Газпром» пока реализует собственными силами. Ещё в 2009 г. правительство РФ приняло решение о передаче компании лицензий на Киринский, Восточно-

Одоптинский и Аяшский блоки в Охотском море. В 2010 г. на Киринском участке открыто крупное Южно-Киринское месторождение. Его запасы газа по категориям $C_1 + C_2$ составляют 636,6 млрд m^3 , газового конденсата – 97,3 млн т.

В прошлом году компания «Газпром геологоразведка» с опережением графика успешно завершила бурение разведочных скважин на Южно-Киринском. Бы-

ли получены промышленные притоки углеводородного сырья (главным образом нефти), которые значительно увеличили объём ресурсной базы месторождения. Окончательные данные по нефтяным запасам «Газпромом» не раскрываются. Однако, согласно предварительно озвученным оценкам, Южно-Киринское может оказаться одним из самых больших месторождений в России. По словам российского министра энергетики Александра Новака, здесь обнаружено 464 млн т нефти. По прогнозам экспертов, из-за наличия значительных нефтяных запасов «Газпрому» всё же придётся менять схему разработки Южно-Киринского.

Пересмотр и корректировка проекта предстоят и для уже введённого в эксплуатацию зимой 2014 г. Киринского месторождения. Его запасы по категории C_1 составляют 162,5 млрд m^3 газа и 19,1 млн т газоконденсата. Проектный уровень добычи «голубого топлива» достигает 5,5 млрд m^3 в год.

На Киринском впервые в российской практике для извлечения сырья применяется подводный добычный комплекс, способный работать в сложной ледовой обстановке. На дне моря установлен манифольд: несколько трубопроводов, за-

крепленных на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединенных по определенной схеме. По дну океана проложен кабель, который позволяет управлять подводным комплексом с берега. Длина подводной части трубопровода – 28 км, а расстояние от места добычи до цеха подготовки газа – 44 км.

По словам зампреда правления «Газпрома» Виталия Маркелова, летом 2015 г. добыча на Киринском была остановлена, поскольку в летний период на месторождении по технологическим причинам происходит «невыбор» газа. Но в осенне-зимний период 2015–2016 гг. его вновь собираются запустить. Как пояснил начальник Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти (307) «Газпрома» Всеволод Черепанов, Киринское работает «от потребностей»: в этом году на нем планируется добыть порядка 700 млн м³, а в 2016 г. – более 1 млрд м³.

В начале октября «ВНИПИгаздобыча» по заказу «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» приступила к выполнению крупного проекта «Обустройство Киринского ГКМ» стоимостью 476 млн рублей. К июню 2016 г. институт должен скорректировать проект освоения месторождения, а также спроектировать ряд как морских, так и наземных объектов его обустройства. Напомним, что всё оборудование для подводного добычного комплекса на Киринском поставляла норвежская компания FMC. Норвегия ввела против России санкции ещё в прошлом году, после того как РФ отказалась от закупок норвежской рыбной продукции. Отношение к продолжению бизнеса с российскими компаниями в этой стране сейчас, мягко говоря, настороженное. Кроме того, норвежские производители нефтегазового оборудования зависят от поставок в США, где находится один из их главных рынков – Мексиканский залив. Тогда как российский рынок даже до санкций не превышал 2% от всего объёма продаж нефтегазового оборудования и предоставляемых сервисных услуг.

Согласно плану «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», следующим этапом освоения сахалинского шельфа будет ввод в эксплуатацию Южно-Киринского и Мынгинского (запасы – 20 млрд м³) месторождений в рамках «Сахалина-3». На пике они должны обеспечить производство 8–9 млрд м³ газа в год. А освоением Айяшского и Восточно-Одоптинского блоков планируется заняться после уточнения их запасов в процессе геологоразведочных работ.

Под санкциями, но с надеждой на Shell

В «Газпроме» заявляли, что запуск Южно-Киринского в эксплуатацию запланирован на 2019 г., а к 2023–2024 гг. на месторождении должно добываться до 16 млрд м³ в год. Однако в августе нынешнего года месторождение было включено в обновлённый санкционный список Соединённых Штатов против России. В сообщении, опубликованном в правительственном журнале Federal Register, отмечается, что экспорт, реэкспорт и передача любого оборудования, подлежащего экспортному регулированию, для этого месторождения любым лицом без предварительного согласия Бюро промышленности и безопасности (относится к ведомству Минторга США) содержит риски нарушения секторальных санкций против РФ. Согласно заявлению правительства США, американским компаниям запрещено предоставлять новые технологии глубоководного бурения и нефтеразведки для использования на этом месторождении. Ранее ограничения со стороны США распространялись на участки, расположенные на глубинах свыше 152 м, тогда как, по информации генерального директора «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» Анатолия Сорокина, Южно-Киринское находится «на стыке санкций»: глубина моря в районе месторождения – 110–320 м.

По словам заместителя председателя правления «Газпрома» Александра Медведева, Южно-Киринское войдёт в список активов для обмена с Shell, поскольку Европа не применила санкции к «Сахалину-3». Относительно Южно-Киринского

у Shell и «Газпрома» – большие планы. Газ этого месторождения должен был обеспечить загрузку третьей очереди СПГ-завода в рамках совместного проекта компаний «Сахалин-2». Мощность данного предприятия сейчас составляет 10 млн т. Третья очередь предполагает строительство к 2021 г. ещё одной линии, рассчитанной на выпуск 5 млн т. Компании не исключали возможности ввода в эксплуатацию и четвёртой очереди завода.

Напомним, в рамках Петербургского международного экономического форума «Газпром» и Shell подписали соглашение о сотрудничестве, предусматривающее развитие партнёрства при реализации газовых проектов во всех сегментах – от добычи и разведки до переработки и маркетинга. Была озвучена и возможность обмена активами. Данная сделка должна состояться после окончательного поглощения англо-голландским концерном британской BG Group. «Обмен активами не будет ограничен проектом «Сахалин-3». Активы в сделке – стратегические и сравнимы по качеству и важности», – прокомментировал ситуацию Александр Медведев. Очевидно, что, несмотря на санкции, «Газпром» и Shell значительно продвинулись в обсуждении конкретных условий заключённого в июне соглашения.

Помимо проектов на Сахалине, англо-голландская компания уже вошла в консорциум по строительству двух новых ниток «Северного потока». «Газпром» также пригласил Shell стать партнёром в проекте «Балтийский СПГ». Концерн сделал своими приоритетами разработку газовых запасов и наращивание доли на ми-



ровом рынке СПГ. В начале лета этого года Shell также подписала с «НОВАТЭКом» контракт, рассчитанный на поставки в течение 20 лет 900 тыс. т сжиженного газа в год, который будет выпускаться в рамках проекта «Ямал СПГ». По словам главы концерна Бена ван Бердена, в РФ сосредоточены 25% мировых запасов газа, и они очень близко расположены к рынкам, которые хорошо знакомы Shell.

МИФЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Министр энергетики РФ Александр Новак, выступая в рамках Восточного экономического форума, отметил, что «Газпром» сможет обойтись без технологий, попадающих под санкции, и продолжит работать на Южном-Киринском месторождении, используя оборудование, которое уже находится на стадии разработки. Министр также заявил, что с Россией готовы работать и другие зарубежные поставщики необходимого оборудования и в стране сегодня реализуются программы импортозамещения.

Согласно планам Минпромторга, доля импортируемого оборудования для шельфовых проектов должна к 2020 г. снизиться до 60–70%. Однако у российских экспертов и политиков возникли обоснованные сомнения в практическом достижении таких целей.

С альтернативной точкой зрения выступил вице-премьер Александр Хлопонин. По его мнению, наша страна давно опоздала с замещением импортируемого оборудования для работы на шельфе. Российским предприятиям потребуется «интеграция» с зарубежными компаниями, имеющими опыт в этой сфере.

На проходившем в начале октября в Сочи заседании Правительственной комиссии по импортозамещению премьер Дмитрий Медведев честно признался, что Россия проводит курс на замещение импорта в ситуации, когда у правительства «мало денег». Но ждать улучшения ситуации, по его словам, тоже нельзя. «Тема импортозамещения очень важная, но её ни в коем случае нельзя доводить до абсурда. Это тоже мы с вами должны понимать. Надо замещать важнейшие сегменты того, что критически важно производить в нашей стране. Речь не идёт о том, чтобы заместить всё, как иногда у нас это пытаются представить и начинают обсуждать... Наша задача – прежде всего сконцентрироваться на промышленности, причём на высокотехнологичных изделиях, на производстве средств производства, как ещё в советские време-

на говорили, – машинах, механизмах, транспортных средствах, целом ряде современных технологий, биотехнологий, медицинских технологий и, конечно, на продуктах питания, на сельском хозяйстве. Вот если мы сможем это сделать, мы превратимся в высокоразвитую страну», – заявил премьер.

В конце сентября нынешнего года на проходившем в ИМЭМО РАН им. Е. М. Примакова семинаре «Международные санкции и российский нефтегазовый сектор» аналитик Sberbank Investment Research Валерий Нестеров отметил, что проблемы замещения импортной продукции в России – не только технологические или технические, но и серьёзные социально-политические, которые невозможно решить без реформ. А их, в свою очередь, нельзя проводить в такой тяжёлой экономической и политической обстановке. «Что беспокоит сегодня российских нефтяников? Их волнуют вопросы материально-технического снабжения и отсутствия отечественных технологий во многих областях. Прежде всего, это технологии горизонтального бурения (доля которого возросла сегодня с 10 до 30% от суммарных объёмов проходки за последние пять лет). Необходимость проведения гидроразрыва пласта – у нас сейчас происходит порядка 5 тыс. операций по ГРП. Эти технологии нужны для освоения трудноизвлекаемых ресурсов и повышения КИИ. В современных условиях мы видим, что государство распыляет средства, выделяемые на импортозамещение, и применяет неадекватные способы в этой области», – считает Валерий Нестеров.

В свою очередь партнёр RusEnergy Михаил Крутихин отметил: «Я бы не стал рассматривать санкции как оружие Запада против России. Прежде всего, это следствие изоляционистской политики нашего руководства. Доведение руководящей ксенофобии до её логического завершения. Вся история с импортозамещением началась не вчера и служила долгое время как прикрытие для растущей коррупции. Можно вспомнить отказ от соглашения о разделе продукции, возникновение гигантских госкорпораций, позволяющих кормиться чиновникам. Когда-то Норвегия, развивая свою добычу на шельфе, пошла по пути сотрудничества с зарубежными компаниями. В России же всё свелось к простой формуле: у нас будут свои технологии, опыт, оборудование, от зарубежных компаний нам нужно только финансирование, а в ответ мы не пустим их в качестве полноправных партнёров ни на

шельф, ни в крупные проекты. Этот подход уже доказал свою несостоятельность. Внешнеполитический авантюризм только усугубил проблемы отрасли, вызванные курсом руководства на ограничение иностранного участия. Изоляционизм дорого обходится не только нефти и газу, но и всей России».

По словам Михаила Крутихина, Южно-Киринское месторождение – очень сложное как с геологической, так и экологической точек зрения. «Я думаю, что и без влияния санкций “Газпром” не готов его осваивать. Подводно-добычные комплексы, как правило, создаются специально для каждого отдельного месторождения. Только четыре западные компании способны сделать такие ПДК. В Китае подобное оборудование заказать не получится»¹, – отметил эксперт, выступая на семинаре. С ним согласна первый заместитель директора Института мировой экономики и международных отношений, академик РАН Наталья Иванова. «Разворот на Восток, к сожалению, пока себя не оправдывает. Китай – это сложный партнёр. Несмотря на то что санкции работают, мы держимся сейчас на инерционном запасе. Самое главное не потерять отрасль: это было бы для нас самым негативным сценарием. Кроме того,стораживает реализация проектов, сомнительных с коммерческой точки зрения», – считает Иванова.

По мнению заместителя директора Института проблем нефти и газа РАН Василия Богоявленского, в России есть собственные разработки, которые применяются не только у нас в стране, но и за рубежом. Однако широкому их распространению в отечественной практике мешает засилье иностранного оборудования и технологий. Развивать собственные мощности по производству морской техники необходимо. Но нельзя забывать и о главной задаче при освоении шельфа и Арктики – соблюдении промышленной безопасности, а также сохранении окружающей среды. «При бурении в СССР были ужасающие катастрофы, последствия которых гораздо страшнее событий с платформой ВР в Мексиканском заливе. О них практически ничего не известно. В Советском Союзе всё это замалчивалось. Мы не должны допускать повторения подобных аварий в Арктике. В прошлом году в Сабетте возник пожар, погибли два человека, 12 попали в больни-

¹ Подробнее см.: интервью с М. Крутихиным «Надувание щёк как реакция на кризис» в этом номере журнала.

цу, буровая установка сгорела. Чтобы погасить на скважине факел, горевший неделю, пришлось привлекать МЧС и другие спецчасти», – рассказал В. Богоявленский. Эта авария, как и в прежние времена, не получила никакого освещения в средствах массовой информации.

ИННОВАЦИИ И «КУСТАРНИКИ-УРОДИНЫ»

Освоение Южно-Кириновского предполагалось вести с помощью подводно-добычных комплексов. В настоящее время такое оборудование в мире выпускают только четыре компании: FMC, Cameron, GE и Aker. После введения санкций в отношении месторождения подводные технологии перестали быть доступными. Сегодня главная надежда возлагается на инновационные разработки Фонда перспективных исследований (ФПИ) и ОАО «ЦКБ МТ “Рубин”», создавших в Санкт-Петербурге специальную лабораторию перспективных нефтегазовых проектов.

В частности, в период до 2017 г. они должны реализовать проект «Разработка подводных (подлёдных) технологий освоения месторождений полезных ископаемых арктических морей», который предусматривает обеспечение научных исследований, создание инновационных технологических решений, а также технических средств. Промежуточные итоги этой работы были подведены на специальном совещании в ФПИ, в котором приняли участие лучшие умы российской науки, представители оборонно-промышленного комплекса, сырьевых компаний, вооружённых сил. Участники дискуссии единодушно отметили, что будущее морской нефтегазодобычи – в создании подводных технологий автономного освоения арктических месторождений. Автономного означает максимально роботизированного и не зависящего от средств обеспечения на поверхности. Какими же видятся специалистам арктические промыслы будущего? Скорее всего, это безлюдные многомодульные комплексы с полным производственным циклом. Это целые подводные «города» со своим транспортом, энергоснабжением, линиями связи. Основными их элементами станут подводные суда разведки и суда-носители, средства бурения, добычи и подготовки продукции, энергообеспечения, эксплуатации и ремонта, комплексной безопасности.

По словам руководителя проектной группы ФПИ Виктора Литвиненко, проект носит комплексный характер и предполагает разработку новых технологий по пя-

ти крупным направлениям: бурение, энергетические и подводные комплексы сейсморазведки, монтажно-сервисные комплексы и обеспечение безопасности подводного промысла. «Прежде чем приступить к реализации проекта мы совместно с сотрудниками ЦКБ МТ “Рубин” провели серьёзную подготовительную работу, больше года шли к его запуску. Это было необходимым условием, потому что проект действительно очень масштабный, уникальный и новаторский. Он предполагает сооружение абсолютно нового автономного подводного комплекса, состоящего из нескольких объектов, в каждом из которых планируется создать новые технологические решения, включая и высокий уровень автоматизации, и сложнейшие системы управления, и многое другое. Мы уверены, что в случае успешной реализации проект может обеспечить прорыв в области освоения подводных месторождений», – отмечает Литвиненко.

По словам представителей ЦКБ МТ «Рубин», условия применения новых подводных объектов для разработки российских морских месторождений кардинально отличаются от тех, в которых функционируют уже существующие подводные комплексы. И это значительно повышает требования к безопасности проектируемых систем. Необходимо учитывать и жёсткие природно-климатические условия, в том числе арктические, и вопросы техногенного характера, и вероятность деструктивных воздействий извне (например, льда). Существующие технологические методики пока не позволяют решить эти задачи на тех глубинах и дистанциях, на которых расположены крупнейшие месторождения российской Арктики. Поэтому специалисты «Рубина» работают над созданием совершенно новых технологий. «Реализуемый с ФПИ проект является очень интересным с технической точки зрения. При его утверждении нами была предложена та номенклатура объектов будущего автономного подводно-подлёдного комплекса, которой в настоящее время нет ни у кого в мире. В случае их появления в России – это будет наш технологический рывок. И у нас есть все шансы на успех», – рассказывает главный конструктор ЦКБ МТ «Рубин» Евгений Торопов.

Среди возможных площадок для размещения заказов на производство подводных добычных комплексов рассматриваются предприятия, входящие в структуру Объединённых машиностроительных заводов. Кроме того, ОМЗ (Группа Уралмаш – Ижора) разрабатывает концепт-

проект завода по сжижению природного газа на территории Архангельска, при сооружении которого предполагается использовать отечественное оборудование.

На Балтике сейчас реализуется ещё один российский проект – «СПГ – Горская», – в рамках которого предполагается не только сооружение завода, но и создание собственного флота для транспортировки сжиженного газа, а также мощностей по бункеровке судов в акватории Финского залива. «Касательно оборудования для производства СПГ сегодня можно с уверенностью сказать, что без импорта проблему не решить. Толковых детандер-компрессоров в России не делают вообще. Газовые турбины и компрессоры найти можно, но выпускаемая линейка такого оборудования ограничена, а качество оставляет желать лучшего. Есть локализованное в России производство турбин Siemens, но и тут налицо ограничения. Не выпускаются в стране компрессоры испарного газа, криогенная арматура, низкотемпературные трубы, криогенные насосы СПГ. Вообще машинерии низких температур у нас нет: забыли, как это делается и что российский учёный Пётр Капица был основателем современной криогеники. Стало быть, собрать завод СПГ из российского оборудования не представляется сегодня возможным – это будет “кустарник-уродина”, который трудно запустить и эксплуатировать», – отмечает Кирилл Лятс, генеральный директор компании «СПГ – Горская».

Что касается хранилищ СПГ, в РФ может быть полностью локализована технология мембранного хранения компании GTT. Не возникнет проблем и с созданием железобетонных наземных хранилищ с перлитовой изоляцией.

В России есть несколько проектных институтов, способных разрабатывать технику и технологии для шельфа. Но для импортозамещения главное – наличие платёжеспособных заказчиков, считает Кирилл Лятс. Экономический кризис в России, низкие цены на углеводородное сырьё привели к ситуации, когда высокие капитальные расходы на освоение морских месторождений стали неподъёмными даже для двух наших государственных мейджоров, за которыми закрепили право на разработку шельфа. В то же время из-за санкций привлечение иностранных компаний к ряду проектов оказалось невозможным. Следовательно, если Россия не собирается отказываться от освоения шельфа, ей необходимо в срочном порядке решать эту проблему. ■

Кто достоин рыночной доли



Вступив в борьбу с Саудовской Аравией, США повышают эффективность добычи и увеличивают поставки нефтепродуктов, но не спешат отменять запрет на экспорт сырья

Николай ИВАНОВ,
заведующий сектором «Энергетические рынки» Энергетического департамента Фонда «Институт энергетики и финансов»

Американская «сланцевая революция» вызвала заметные изменения на мировом нефтяном рынке. США стали вторым после Саудовской Аравии балансирующим поставщиком сырья. В отличие от королевства, откуда поставки нефти диктуются правящим режимом и договорённостями с партнёрами, американская добыча подчинена исключительно рыночным законам.

В конце 2014 г. ОПЕК отказалась снижать добычу, а Саудовская Аравия провозгласила начало борьбы за восстановление своего влияния на мировом рынке энергоресурсов. Министр нефти Саудовской

Аравии Али Наими заявил: «Мы хотим сказать миру, что страны с высокой эффективностью добычи – единственные, которые заслуживают доли на рынке»¹.

Америка приняла вызов. В условиях неблагоприятной конъюнктуры производители нефти плотных пород в США непрерывно совершенствуют технологии и наращивают эффективность добычи. Себестоимость операций постоянно снижается. И хотя упавшие нефтяные цены приводят к сокращению бурения и уменьшению добычи, американские компании не уходят из данного бизнеса, а просто ждут возвращения приемлемых рыночных цен, чтобы снова нарастить производство.

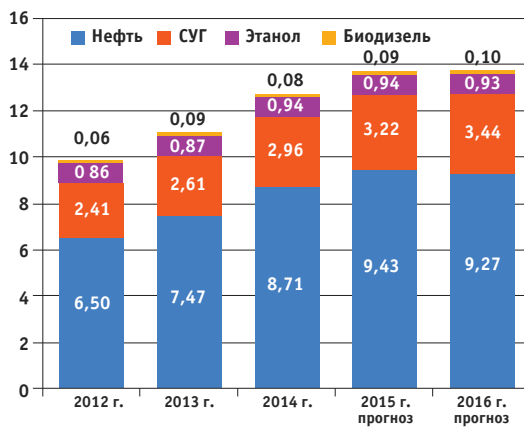
¹ См.: <http://oilpro.com/post/9223/mees-interview-saudi-oil-minister-ali-naimi>

ГОНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ

Добыча нефти в США в последние годы росла быстрыми темпами. По данным управления энергетической информации Соединённых Штатов (EIA), она увеличилась с 5,6 млн барр./сут в 2011 г. до 8,7 млн барр./сут в 2014-м (см. рис. 1). Почти весь чистый прирост был обеспечен за счёт извлечения лёгкой нефти из коллекторов с низкой проницаемостью, также называемой сланцевой нефтью, или light tight oil (LTO). Она добывается на формациях Bakken, Permian Basin и Eagle Ford.

Конечно, падение мировых цен на нефть повлияло на этот процесс. По данным банка Barclays, глобальные инвестиции нефтяных компаний с января по сентябрь нынешнего года сократились

Рис. 1. Производство жидких углеводородов в США, млн барр./сут

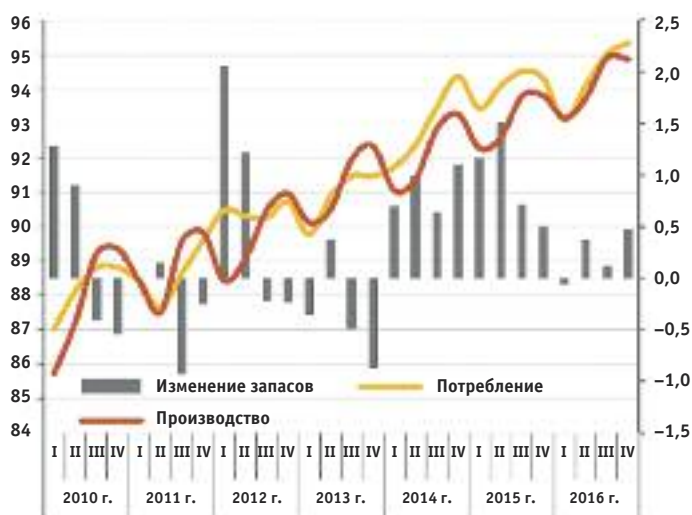


Источники: EIA Short-Term Energy Outlook, May 2015.

были подключены к нефте-транспортной инфраструктуре)². Эта тактика получила название fraclog – «отложенный гидроразрыв». Такие скважины просто ждут своего часа, и, когда компании сочтут, что цена на нефть поднялась на достаточную величину, они будут пущены в эксплуатацию, добыча здесь быстро восстановится.

Число «отложенных на потом» скважин растёт, поэтому ждать существенного снижения предложения на рынке пока не стоит. Цена же в ближайшие месяцы и годы продолжит балансировать на грани рентабельности американской неф-

Рис. 2. Баланс добычи и потребления нефти в мире в 2010–2014 гг. и прогноз на 2015–2016 гг., млн барр./сут



Источники: EIA Short-Term Energy Outlook, March 2015.

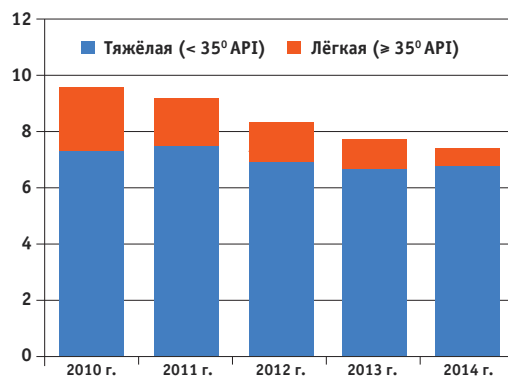


на 20%. Это наблюдается и в США, но пока не приводит к обвалу производства.

Так, в сентябре корпорация Continental Resources, пионер добычи сланцевой нефти, работающая на плее Bakken в Северной Дакоте, в третий раз с начала года сократила свой бюджет. Но даже в условиях низких цен на нефть она надеется получить по итогам года двузначный рост производства. Осенью 2014-го глава компании Гарольд Хэмм назвал Саудовскую Аравию «беззубым тигром» и отменил все сделки по хеджированию будущей добычи, ожидая скорого восстановления нефтяных цен.

К началу 2015 г. в США были пробурены и заглушены около 4 тыс. скважин (там не проводился гидроразрыв пласта, и они не

Рис. 3. Импорт нефти разной плотности в США, 2010–2014 гг., млн барр./сут



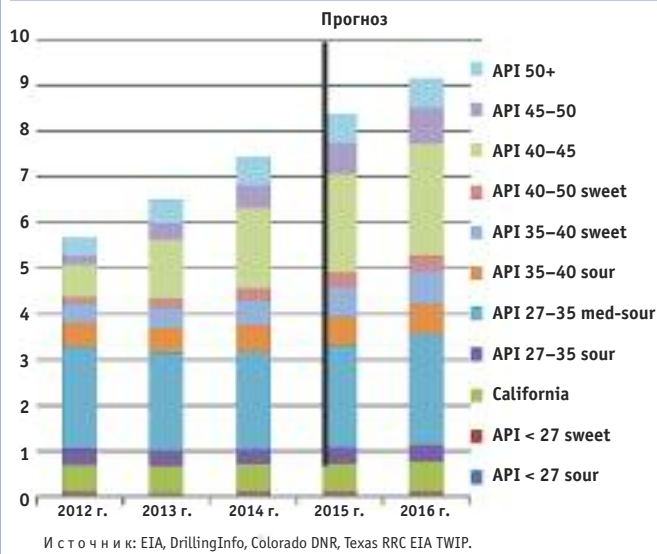
Источники: U.S. Energy Information Administration, Petroleum Supply Monthly.

тедобычи. Это будет происходить до тех пор, пока не сыграют роль другие фундаментальные факторы со стороны предложения – такие как падение производства сырья вследствие снижения инвестиций в крупные мировые проекты. Сланцевая добыча – чрезвычайно гибкий и мобильный бизнес, но не на одной Америке держится нефтяной рынок (см. рис. 2).

Снизить зависимость от импорта нефти – национальный

² См.: <http://communications.rystadenergy.com/acton/rif/12327/s-0069-1506/-/l-0044:322f/q-005a/showPreparedMessage?sid=iis2WJ3pU>

Рис. 4. Добыча различных сортов нефти в США, млн барр./сут



приоритет США. В 2008 г., когда Барак Обама пришёл в Белый дом, США закупили 11 млн барр./сут. В марте 2011-го президент поставил цель: через 10 лет сократить импорт на треть. К концу первого президентского срока Обамы эта величина упала до 8,4 млн барр./сут. В 2014-ом она составила уже 7,3 млн барр./сут, в августе 2015 г. – 7,2 млн барр./сут (см. рис. 3). То есть за время правления Обамы объём зарубежных поставок сократился на 30%. В соответствии с прогнозом Управления энергетической информации США (EIA), в 2020 г. он составит от 5,6 до 7,1 млн барр./сут – в зависимости от сценарных условий. Таким образом, при удачной конъюнктуре США имеют шанс достичь поставленной президентом цели.

Сокращение импорта сырья в последние годы вызвано ростом добычи лёгкой нефти плотных пород (ЛТО). На некоторые сорта это влияние было сильнее, чем на другие. Например, закупки аналогичной по качеству лёгкой нефти на побережье Мексиканского залива практически прекратились, а импорт среднего по плотности сырья резко сократился. Это стало результатом роста добычи на пляжах Eagle Ford и Bakken и в бассейне Permian (см. рис. 4).

С I квартала 2014 г. по I квартал 2015 г. импорт нефти средней плотности на НПЗ побережья Мексиканского залива уменьшился на 45%, с 1,5 до 0,8 млн барр./сутки. За тот же период поставки зарубежной тяжёлой нефти на те же НПЗ выросли на 0,4 млн барр./сутки (на 22%), поскольку переработка данного сырья даёт более высокую маржу. Мощности установок атмосферной дистилляции (ADU) на побере-

жье Мексиканского залива увеличились за год на 3% – с 8 до 8,2 млн барр./сут.

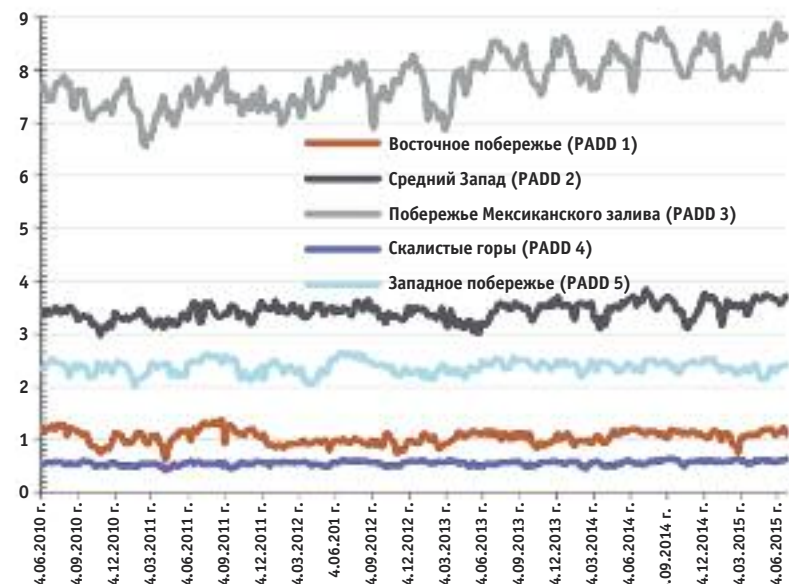
Почти все объёмы нефти средней плотности в 2014–2015 гг. были импортированы в США из стран Ближнего Востока. Поставки данного сырья на побережье Мексиканского залива из Саудовской Аравии сократились с I квартала 2014 г. по I квартал 2015 г. на 52% (с 0,9 до 0,4 млн барр./сут), из Кувейта – на 46% (с 0,4 до 0,2 млн барр./сут).

На нефтяном рынке США встретились противоположные тенденции. С одной стороны, «сланцевая революция» привела к его затовариванию: хранилища за-

полнены до максимальных значений, импорт сокращается, НПЗ не справляются с потоком отечественного сырья (см. рис. 5). С другой стороны, действуют программы повышения энергоэффективности, к которым подключается правительство США – крупнейший мировой потребитель энергоресурсов. Эти усилия приводят к существенной экономии нефтепродуктов – власти страны стремятся сократить внутренний спрос на нефть и всячески пропагандируют использование возобновляемых источников энергии.

Поэтому исход борьбы за установление новых правил игры на мировом неф-

Рис. 5. Поставки нефти на НПЗ регионов США, млн барр./сут



Источники: EIA Weekly Petroleum Status Report, July 1, 2015.

тяном рынке, начатой Саудовской Аравией, пока не предпринят – гонка эффективности продолжается.

НОВЫЙ ЭКСПОРТЁР НЕФТЕПРОДУКТОВ

За прошедшее десятилетие внутреннее производство нефтепродуктов в США значительно выросло, в то время как спрос сократился, в результате чего существенно увеличился экспорт. В 2011 г. (впервые с 1949 г.) он превысил импорт. Чистый экспорт (экспорт минус импорт) составил 0,44 млн барр./сутки. Этому способствовал повышенный спрос в мире на дизельное топливо, выработка которого даёт наиболее высокую маржу для американских НПЗ. В тот же год поставки сырой нефти из Канады впервые достигли 2 млн барр./сут. Также выросли поставки лёгкой нефти с плей Ваккен в Северной Дакоте на нефтепереработку.

По данным Министерства торговли, тогда же, в 2011 г., нефтепродукты стали для США вторым по стоимости экспортным товаром (годовой объём составил 111,1 млрд долларов – на 60% больше, чем в 2010 г.). На первом месте остался экспорт автомобилей (132,5 млрд долларов). Импорт нефти был по-прежнему на первом месте по стоимости (331,6 млрд долларов – на 32% выше, чем в 2010 г.), вследствие роста цен на нефть, а не увеличения физических объёмов импорта.

В 2014 г. экспорт нефтепродуктов из США составил рекордные 3,8 млн барр./сут, что на 347 тыс. барр./сут превысило значение 2013 г. Причина – самая большая загрузка НПЗ, достигшая в среднем по 2014 г. 16,1 млн барр./сут, а также рост мирового потребления топлива. В результате экспорт нефтепродуктов из США растёт тринадцатый год подряд. Поставки расширяются по всем направлениям, кроме Ближнего Востока, где объёмы сократились с 55 тыс. барр./сут в 2013 г. до 47 тыс. барр./сут в 2014 г.

В первые четыре месяца 2015 г. средний экспорт нефтепродуктов из США – 4,1 млн барр./сут. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года он увеличился на 0,5 млн барр./сут. Возрос и импорт, но в меньшей степени. В результате объёмы чистого экспорта выросли.

Соотношение импорта и экспорта нефтепродуктов различается по регионам США – побережье Мексиканского залива (PADD 3) больше экспортирует, а Восточное побережье (PADD 1) – импортирует (см. рис. 6 и 7).

Рис. 6. Экспорт и импорт нефтепродуктов по регионам США в 2014 г., тыс. барр./сут

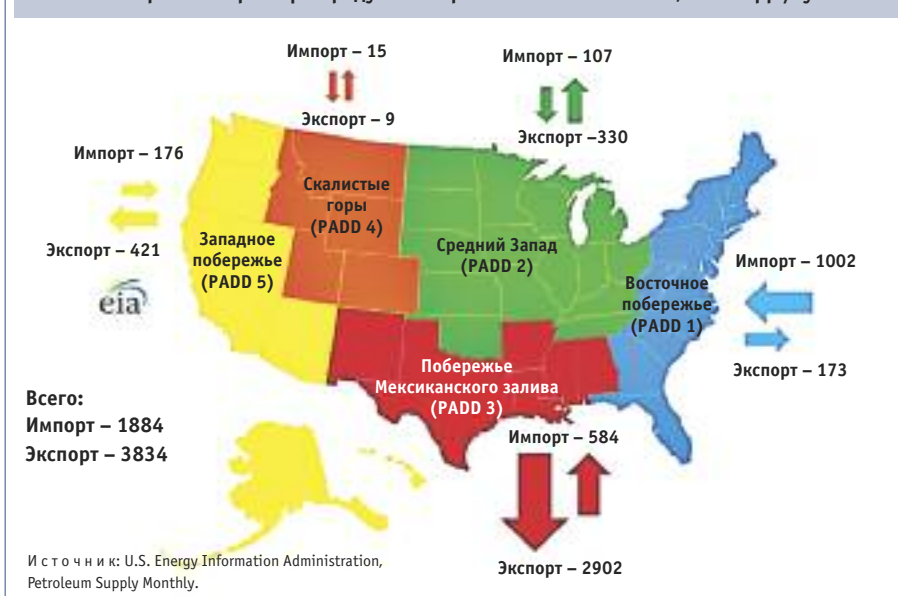
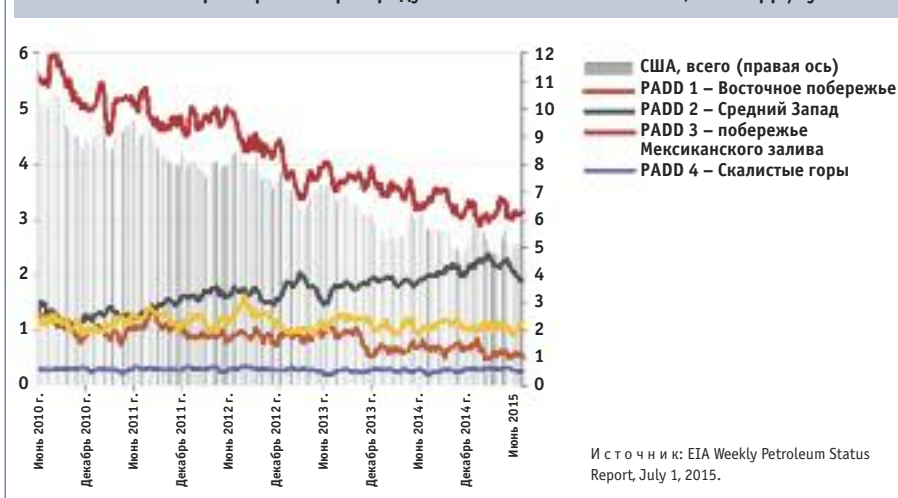


Рис. 7. Нетто-импорт нефти и нефтепродуктов в США в 2010–2015 гг., млн барр./сут



Большее половины мощностей нефтепереработки в стране сосредоточены у побережья Мексиканского залива, и около 75% всего объёма экспорта нефтепродуктов идёт из этого региона (см. табл. 1). С января по апрель 2015 г. данные поставки превысили объёмы аналогичного периода прошлого года на 444 тыс. барр./сутки. Бензин, дизельное топливо и авиационный керосин обеспечили 40% роста. Большая часть бензина и ДТ была экспортирована в страны Западного полушария, в то время как поставки в Африку немного сократились. Экспорт авиационного керосина вырос главным образом в Западную Европу, Центральную Америку (за исключением Мексики), Южную Америку и в меньшей степени Африку. Экспорт пропана и нефти за год прибавил по 150

тыс. барр./сут (по каждой товарной позиции) и в основном пошёл в Азию.

Вместе с тем, импорт нефтепродуктов остаётся важным источником снабжения Восточного побережья, дополняя продукцию местных НПЗ и поставки из региона Мексиканского залива и в меньшей степени Среднего Запада. Поставки бензина в начале 2015 г. были на 71 тыс. барр./сут выше, чем годом ранее, а общий импорт бензина (включая компоненты для смешения и конечный продукт) вырос за год на 103 тыс. барр./сут.

Рынки нефтепродуктов Западного побережья обычно хорошо сбалансированы – производство почти точно соответствует внутреннему спросу. Данный регион практически изолирован от остальных топливных рынков страны, поскольку не

Табл. 1. Экспорт нефтепродуктов из США, 2009-2014 гг., тыс. барр./сут

	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Экспорт нефтепродуктов						
США в целом	1777	2025	2503	2609	2660	2766
Восточное побережье (PADD 1)	180	152	240	220	188	137
Средний Запад (PADD 2)	37	37	49	53	62	79
Побережье Мексиканского залива (PADD 3)	1282	1580	1907	2016	2058	2170
Скалистые горы (PADD 4)	2	2	2	3	1	1
Западное побережье (PADD 5)	275	254	305	317	350	379
Экспорт бензина						
США в целом	195	296	479	409	373	442
Восточное побережье (PADD 1)	5	5	5	3	4	2
Средний Запад (PADD 2)	1	4	4	3	7	6
Побережье Мексиканского залива (PADD 3)	161	247	428	368	323	386
Скалистые горы (PADD 4)	0	0	0	0	0	0
Западное побережье (PADD 5)	29	40	43	35	39	48
Экспорт дизельного топлива						
США в целом	587	656	854	1007	1134	1114
Восточное побережье (PADD 1)	56	60	118	122	106	66
Средний Запад (PADD 2)	6	3	5	6	4	4
Побережье Мексиканского залива (PADD 3)	458	547	655	799	898	925
Скалистые горы (PADD 4)	0	0	0	0	0	0
Западное побережье (PADD 5)	67	46	75	80	126	119

Источники: U.S. Energy Information Administration.

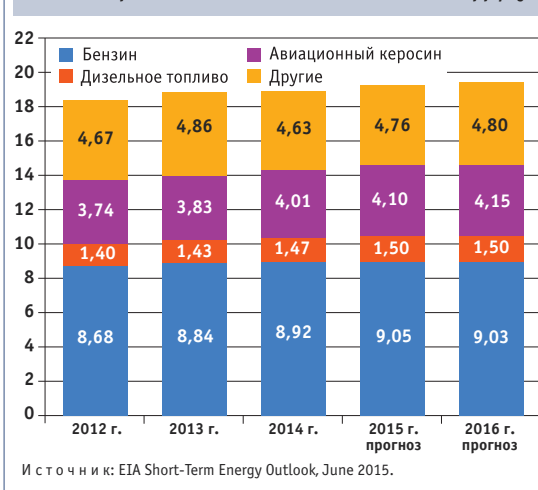
существует трубопроводов, пересекающих Скалистые горы. Однако в последние годы производство дизельного топлива здесь превосходит спрос и в результате растёт экспорт. В нынешнем году он составляет в среднем 117 тыс. барр./сут, что примерно равно уровню двух предыдущих лет и на 37 тыс. барр./сутки превышает показатель 2012 г. В случае перебоев на местных НПЗ нехватка нефтепродуктов компенсируется импортом, как это случилось в начале 2015 г.

Из-за того что в феврале 2015 г. в результате взрыва и пожара был остановлен калифорнийский завод Torgance, принадлежащий ExxonMobil, вырос импорт бензина на Западное побережье. Он составил в среднем за четыре месяца 37 тыс. барр./сут, что вдвое превысило показатель прошлого года.

Будущее экспорта нефтепродуктов зависит от их внутреннего производства и потребления. В свою очередь, первый из этих факторов будет определяться объёмами выпуска топлива и иных видов жидких углеводородов на НПЗ и других предприятиях. А спрос станет отражать цены, экономическую активность и государственную политику, например стандарты экономичности легковых автомобилей и тяжёлых грузовиков (см. рис. 8). И до тех пор, пока рост внутреннего производства нефтепродуктов опережает динамику спроса, будет расширяться их чистый экспорт.

Средняя розничная цена на бензин и дизельное топливо в США сокращается.

Рис. 8. Потребление жидких топлив в США, млн барр./сут



Так, в конце июня – начале июля 2015 г. бензин стоил 2,8 доллара за галлон – на 90 центов меньше, чем годом ранее.

УСТАРЕВШИЙ ЗАПРЕТ ЕЩЁ ПРИГОДИТСЯ?

Рост производства сланцевой нефти в США вызывал дискуссию о том, как действующие ограничения на экспорт сырья влияют на мировой рынок, цены нефтепродуктов на внутреннем рынке, собственно добычу и нефтеперерабатывающую отрасль. Начиная с мая 2014 г. EIA проводит исследования, призванные оценить характеристики добываемой нефти, возможности заместить импорт внутренней добычей, а также тех-

нические возможности для увеличения объёмов переработки ЛТО.

На американских НПЗ реально замена отечественным сырьём нефти не только аналогичного качества, но и других импортных марок. Поэтому EIA наняло Turner, Mason & Company (TM) провести анализ влияния роста добычи ЛТО на нефтеперерабатывающую отрасль США. Исследование сфокусировалось на региональных балансах поставок и потребления нефти, технологических особенностях НПЗ, капитальных вложениях, конечной продукции, экспорте и импорте нефти и нефтепродуктов, инфраструктурных ограничениях и возможностях их расширения, ценообразовании на нефть.

Доклад TM основывается на прогнозах EIA и не пытается отвечать на вопросы о том, как возможное изменение экспортной политики повлияет на добычу нефти. Также в докладе не рассматриваются арбитраж внешнего и внутреннего рынков нефтепродуктов и международная конкурентоспособность американской нефтепереработки.

EIA обозначило для TM текущие ограничения на экспорт нефти: разрешаются поставки в Канаду, а также с Аляски (в различные регионы). Кроме того, допускаются поставки за рубеж конденсата, подвергнутого первичной переработке

или стабилизации с помощью ректификационной колонны.

В исследовании TM проанализированы три сценария:

- низкий уровень добычи нефти в сочетании с действующими экспортными ограничениями;
- высокий уровень добычи при отмене экспортных ограничений;
- высокая добыча при сохранении экспортных ограничений (см. табл. 2).

Четвёртый сценарий, предполагающий низкую добычу при отмене экспортных ограничений, также был проанализирован, но результаты мало отличаются от первого случая. Добыча нефти по этому сценарию в 2025 г. достигнет 10,9 млн

Табл. 2. Результаты рассмотрения сценариев

	Низкая добыча / экспорт запрещён	Высокая добыча / экспорт разрешён	Высокая добыча / экспорт запрещён
Экспорт нефтепродуктов			
Добыча нефти			
2025 г. vs 2013 г.	+3,5 млн барр./сутки	+7,2 млн барр./сутки	+7,2 млн барр./сутки
2025 г. vs 2013 г., % изменения	на 46% выше	на 97% выше	на 97% выше
Добыча в 2025 г.	10,9 млн барр./сутки	14,7 млн барр./сутки	14,7 млн барр./сутки
Импорт нефти			
2025 г. vs 2013 г.	-1,5 млн барр./сутки	-2,8 млн барр./сутки	-2,9 млн барр./сутки
2025 г. vs 2013 г., % изменения	на 19% ниже	на 36% ниже	на 37% ниже
Импорт в 2025 г.	6,3 млн барр./сутки	4,9 млн барр./сутки	4,9 млн барр./сутки
Загрузка существующих НПЗ			
2025 г. vs 2013 г.	+1,3 млн барр./сутки	+1,4 млн барр./сутки	+1,5 млн барр./сутки
2025 г. vs 2013 г., % изменения	на 8% выше	на 9% выше	на 10% выше
Загрузка в 2025 г.	16,3 млн барр./сутки	16,4 млн барр./сутки	16,5 млн барр./сутки
Добавление новых мощностей переработки			
2025 г. vs 2013 г.	+0,3 млн барр./сутки	+0,7 млн барр./сутки	+2,1 млн барр./сутки
Экспорт нефти			
2025 г. vs 2013 г.	+0,4 млн барр./сутки	+2,3 млн барр./сутки	+0,7 млн барр./сутки
2025 г. crude exports	0,6 млн барр./сутки	2,4 млн барр./сутки	0,8 млн барр./сутки
Инвестиции в существующие НПЗ			
Всего добавлено	0,4 млн барр./сутки	0,4 млн барр./сутки	0,4 млн барр./сутки
Инвестиции в новые НПЗ			
Объём инвестиций	1,8 млрд долл.	2,3 млрд долл.	11,0 млрд долл.
Добавленные мощности	0,5 млн барр./сутки	0,8 млн барр./сутки	2,4 млн барр./сутки
Чистый экспорт нефтепродуктов			
2025 г. vs 2013 г.	+2,0 млн барр./сутки	+1,8 млн барр./сутки	+3,4 млн барр./сутки
Чистый экспорт в 2025 г.	3,1 млн барр./сутки	2,9 млн барр./сутки	4,5 млн барр./сутки
Спред Brent-WTI			
Среднее за 2015–2025 гг.	6,78 долл./барр.	6,64 долл./барр.	13,78 долл./барр.

Источники: EIA; Turner, Mason & Company.

барр./сутки, и вся она может быть переработана внутри страны без необходимости экспорта.

Во всех трёх сценариях, проанализированных ТМ, увеличение добычи нефти в США ведёт к сокращению импорта сырья, увеличению загрузки НПЗ, новым инвестициям в создание мощностей нефтепереработки и к увеличению экспорта сырой нефти и нефтепродуктов. Однако по степени этих изменений сценарии существенно различаются.

Судя по анализу, представленному Turner, Mason & Company, если экспорт нефти будет разрешён, то никакой катастрофы на американском рынке не произойдёт. Для всех: и для участников рынка, и для представителей власти – очевидно, что данный запрет давно устарел. Но политические риски перевешивают, и Конгресс США, проведя предварительные слушания в профильных комитетах, склонился к осторожному подходу к этому вопросу. Никому не хочется получать обвинения в том, что бензин в стране подорожал из-за непродуманных шагов конгрессменов и сенаторов. Возможно, выводы, сделанные экспертами ТМ, помогут законодателям

смелее подойти к проблеме отмены устаревших ограничений.

Вместе с тем, вопрос снятия ограничений на экспорт нефти не стоит так остро, как об этом заявляют добывающие компании. Американский НГК успешно адаптируется к низким ценам – добывающие предприятия снижают себестоимость извлечения сырья, а нефтепереработчики расширяют своё присутствие на мировых рынках.

В последнее десятилетие многие интегрированные нефтяные компании США (CococoPhillips, Marathon и другие) вывели из своего состава нефтеперерабатывающие активы. Но в условиях падения мировых цен нефтепереработчики, имеющие выход на глобальный рынок, получают преимущества перед независимыми добывающими предприятиями. Подобные дисбалансы обычно разрешаются с помощью слияний и поглощений, поэтому вскоре можно ожидать новой волны сделок M&A. То есть начнётся обратный процесс слияния добычи и переработки. И это может стать для американских нефтяных корпораций альтернативой отмене запрета на экспорт сырой нефти.

Саудовский принц аль-Валид бен Талал, мультимиллиардер, известный громкими политическими и экономическими заявлениями, говорил, что саудовская монархия должна реформироваться и что сланцевая революция способна радикально изменить статус нефтедобычи. Нефтяные котировки никогда не вернутся к уровню 100 долларов за баррель: эта цена была искусственной и некорректной. Решение Саудовской Аравии не сокращать добычу нефти в прошлом году аль-Валид назвал разумным и хитрым: если бы Эр-Рияд сократил, то потерял бы долю рынка в пользу других стран.

Точно так же разумным и хитрым в настоящих условиях выглядит нежелание американских законодателей отменить запрет на экспорт нефти, хотя многочисленные исследования доказывают, что снятие барьеров пойдёт на пользу всем: и производителям, и потребителям. Но по факту Америка включилась в «гонку за эффективность» и успешно занимает долю рынка других стран, которые проигрывают ей в этой конкурентной борьбе. ■

³ См.: <http://www.vedomosti.ru/business/characters/2015/07/09/599880-ya-ne-sovershayu-oshibok>

В зоне повышенного риска

Для предотвращения взрывов и возгораний на нефтегазовых объектах необходимо использовать передовые решения и оборудование в области электропитания



Станислав МАКУШКИН,
руководитель направления
«Нефть и газ» компании Eaton

Нефтегазовая отрасль относится к зонам повышенного риска. На всех стадиях – разведки, добычи, транспортировки, переработки – постоянно есть угроза взрыва и возгорания. Поэтому безопасность в данной отрасли выходит на первый план. Это особенно актуально для шельфовых и других труднодоступных месторождений нефти: неосторожное обращение с горючими веществами может повлечь взрывы, повреждения оборудования, остановку производства, самое страшное – человеческие жертвы. Для предотвращения подобных инцидентов нужны высокотехнологичные и надёжные системы мониторинга и предотвращения аварийных ситуаций. Так, при добыче на морских платформах необходимо не только обеспечивать устойчивость оборудования к коррозиям и влиянию морской соли, но и применять решения для удалённого управления и контроля над всеми технологическими процессами.

КАК ЗАЩИТИТЬСЯ ОТ ХОЛОДА

Отдельно стоит упомянуть о добыче в районах с экстремальными температурными показателями. Существенная доля новых месторождений нефти и газа в нашей стране территориально отдалена от основной инфраструктуры. И большинство из них расположены в северных регионах страны, где в зимнее время температура воздуха очень низкая. При использовании оборудования в суровых климатических условиях особое внимание уделяется его функциональным характеристикам и свойствам материалов, из которых оно изготовлено. К примеру, электрическое оборудование в подобных условиях может подвергаться воздействию окружающей среды, что не было предусмотрено производителями. В таком случае его функциональные возможности, от которых напрямую зависит безопасность во взрывоопасных зонах, могут ухудшиться.

При работе в условиях низких температур крайне важно учитывать способы установки оборудования и применения тех или иных решений. К примеру, автоматические выключатели нельзя использовать без смазки, если температура воздуха опускается ниже -40°C . А такие виды оборудования, как щиты или пульта управления, требуют установки обогревателей для повышения температуры внутри корпусов до допустимых значений.

Также стоит помнить, что не все устройства могут применяться при экстремально низких температурных показателях. Подобные продукты должны обладать высокой прочностью, износостойкостью, а также отличительными эксплуатационными характеристиками. Пример такого устройства в линейке электротехнического оборудования Eaton для нефтегазовой отрасли – компактное распределительное устройство среднего напряжения Xigra, которое имеет сертификацию на применение при температуре до -55°C . При этом Xigra отличается компактными размерами и достаточно высокой безопасностью при эксплуатации. Оно не содержит экологически вредный элегаз SF₆, а также не

требует обслуживания на протяжении всего срока эксплуатации.

Другим важным фактором является электроснабжение месторождений нефти и газа. Большинство из них не получают достаточно стабильное и качественное электропитание. Это связано со значительной удалённостью промыслов от единой национальной электрической сети. Поэтому использование надёжных автономных источников бесперебойного электропитания помогает предотвратить риски, связанные с остановкой технологических процессов.

Низкие температуры напрямую влияют и на свойства материалов, используемых при изготовлении электрического оборудования. Под воздействием холода некоторые материалы становятся непригодными и далеко не безопасными для дальнейшего применения. Металлы, к примеру, могут утратить проводимость и прочность, что оказывает влияние на их способность выдерживать удары и давление взрывной волны. То же самое может произойти и с пластиками. Некоторые их виды делаются хрупкими уже при температуре от 0°C . Помимо этого использование пластмасс при низких температурах таит в себе опасность накопления заряда статического электричества (это может стать причиной электростатического разряда) и, следовательно, возникновения взрыва в опасных газовых средах. Эластомеры и резиновые компоненты при понижении температуры в большинстве случаев становятся более жёсткими и теряют гибкость, что может привести к недостаточной герметизации оболочек. Резиновые прокладки в подобном случае перестают обеспечивать фиксацию соединений и требуются плотность, вследствие чего ухудшается герметичность оболочек с классом защиты (IP), который даёт требуемый уровень безопасности во взрывоопасных средах.

МИНИМИЗИРОВАТЬ «ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР»

Ещё одним важным аспектом добычи в отдалённых и труднодоступных регионах является внедрение систем автоматизации,



которые помогают контролировать процесс управления объектом и позволяют снизить риск возникновения ошибок персонала. Подобные системы становятся всё более актуальными в условиях высокого риска аварийных ситуаций и позволяют предотвращать их.

В качестве одной из тенденций можно выделить повсеместную интеллектуализацию промышленных объектов. С каждым годом влияние человеческого фактора будет уменьшаться, сам человек будет всё больше окружён автоматикой, адаптированной под требования производства. Технологические объекты в будущем станут самостоятельно коммуницировать между собой, контролируя параметры и предотвращая аварийные ситуации. Это позволит минимизировать затраты и увеличить срок службы оборудования.

Другая важная тенденция – развитие альтернативных источников энергии. Запасы нефти в России, безусловно, огромны, но не бесконечны. К тому же большая часть залежей неизвлекаемая или трудноизвлекаемая. Поэтому даже при условии роста добычи углеводородного сырья в ближайшем будущем человечеству придётся обратить внимание на технологии для получения энергии из альтернативных источников – воды, солнца и т. д. Это поможет избежать экологических катастроф, немалая часть которых является последствием аварий на нефтяных месторождениях. На данный момент такие ис-

точники энергии не могут полностью заменить традиционные ресурсы, но в Европе изучение и разработка подобных технологий сейчас весьма популярна. В России же их использование только началось.

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ОТ ОДНОГО ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Говоря о технологиях Eaton, стоит отметить, что сегодня компания представляет на российском рынке полный спектр решений для всех сегментов нефтегазовой отрасли: разведки, добычи, транспортировки, производства и сбыта. Данные решения обеспечивают бесперебойную работу оборудования, гарантируют безопасность процесса добычи ресурсов, что особенно важно в экстремальных погодных условиях и средах с высокой вероятностью возникновения возгораний и взрывов.

Заказчики видят преимущества использования наших решений. Главное из них – возможность получить комплексную систему на базе продуктов от единого производителя. В числе таких технологий: ИБП, обеспечивающие качественное и надёжное электропитание на нефтегазовых объектах, а также широкая линейка взрывозащищённого оборудования. Например, системы автоматизации серии Crouse-Hinds позволяют дистанционно управлять нефтегазовым объектом и обеспечивать безопасность производственного процесса в отдалённых регионах добычи природных ресурсов. Также компания

предлагает частотные преобразователи для нефтегазового оборудования, продукцию MTL для автоматизации технологических процессов, тормоза с водяным охлаждением и другие решения.

Как и прежде, главным приоритетом для Eaton остаётся удовлетворение потребностей заказчиков. Сейчас одним из основных их требований является наличие локальной сборки на территории РФ. Ещё в 2012 г. в городе Реутове Московской области мы открыли производство упомянутой выше линейки Crouse-Hinds. В перечень производимой в России продукции входят взрывозащищённые посты управления, щиты и клеммные коробки. Выпуск этой аппаратуры осуществляется в строгом соответствии со стандартами основного завода, который находится в Германии. Данная система управления качеством сертифицирована на соответствие ISO9001:2008. Это даёт Eaton возможность изготавливать и взрывобезопасное электрооборудование в соответствии с требованиями АTEX и Техническим регламентом Таможенного союза (ТР ТС 012/201) по спецификациям заказчика.

Кроме того, расширять линейку высокотехнологичных решений помогает стратегия развития компании, благодаря которой более чем за 100-летнюю историю Eaton присоединила такие бренды, как Moeller, MTL, Crouse-Hinds, Aeroquip, B-Line, CEAG, Cutler-Hammer, Holec, Synflex, Vickers, Airflex и многие другие. ■

Торможение, но не остановка



«Газпром нефть»

«ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть», несмотря на экономические трудности, продолжают интенсивную модернизацию своих нефтеперерабатывающих активов

Мария КУТУЗОВА

По прогнозам Минэнерго, потребление бензина в России в нынешнем году составит 35,4 млн т, а в следующем – от 34,4 до 36,4 млн т. При этом ведомство приняло решение о переносе сроков перехода на топливо экологического Класса 5 с 1 января на 1 июля 2016 г. Прежде всего, проблемы возникли у «Роснефти», которой нужно ввести в эксплуатацию 42 установки. По словам Александра Новака, без такого переноса на рынке мог бы возникнуть дефицит бензина в объеме 1,8–3,8 млн т, что привело бы к дальнейшему росту цен на топливо. Вместе с тем, по данным Фонда национальной энергобезопасности, в середине этого года доля на рынке топлива Класса 5 уже составила 80%, а до конца нынешнего года она, согласно оценкам Минэнерго, должна достигнуть 93% по бензинам и 82% по дизтопливу.

КСТОВСКИЙ ПРОЕКТ: ВОПРЕКИ КРИЗИСУ

По данным Минэнерго, российский downstream представлен сегодня 34 нефтеперерабатывающими заводами мощностью свыше 1 млн т, а также 230 мини-НПЗ, которые выпускают менее 1 млн т каждый. Совокупные мощности отечественной переработки составляют 330 млн т. Значительная часть крупных НПЗ была построена и введена в эксплуатацию более 50 лет назад. Однако за последние 10 лет в стране запущены в эксплуатацию 6 новых нефтеперерабатывающих заводов мощностью 31,5 млн т и 47 установок.

Начиная с 2011 г., когда в России были приняты решения о стимулировании модернизации НПЗ и переходе на производство высококачественного топлива, отечественная нефтепереработка вышла на новый этап своего развития. «Одной из мер государственного регулирования, направленной на повышение качества моторных топлив, стало принятие национального технического регламента, а

также регламента Таможенного союза, в соответствии с которым на территории РФ предусматривается поэтапное исключение из обращения моторного топлива низких экологических классов. В 2011 г. были подписаны 18 четырехсторонних соглашений между нефтяными компаниями, ФАС, Ростехнадзором и Росстандартом. Это ключевое направление работы, в рамках которого сегодня происходит модернизация в нефтеперерабатывающей отрасли. Предусмотрена реконструкция 34 действующих и строительство 99 новых, то есть всего 133 установок», – отмечает А. Новак.

По информации российского правительства, в период 2011–2014 гг. нефтяные компании инвестировали в модернизацию НПЗ 823 млрд рублей, а до конца нынешнего года на эти цели будет направлено ещё 214 млрд рублей. Совокупные инвестиции на модернизацию 133 установок запланированы в объеме 1,9 трлн рублей (в ценах 2014 г.).

Конечно, экономические трудности в стране влияют на процесс модернизации

сектора downstream. По словам А. Новака, нефтяные компании в начале этого года обратились в Минэнерго с просьбой перенести сроки сооружения и реконструкции 14 установок на период до 2020 г. Тем не менее активная работа продолжается. В частности, в начале октября «ЛУКОЙЛ» ввёл в промышленную эксплуатацию установку каталитического крекинга вакуумного газойля на ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (Кстовский НПЗ). Это второй комплекс каткрекинга на данном предприятии.

Новая установка позволит увеличить производство автобензинов пятого экологического класса на кстовской площадке на треть – на 1,1 млн т (сейчас завод ежегодно выпускает порядка 3 млн т в год). Кроме того, теперь НПЗ сможет вдвое увеличить производство пропилена, являющегося сырьём для нефтехимии, – до 300 тыс. т в год.

Строительство второго комплекса каткрекинга вакуумного газойля в Кстово началось в 2010 г., сразу после пуска первого такого комплекса. Инвестиции в данный проект составили около 32 млрд рублей. «ЛУКОЙЛу» удалось получить региональную господдержку: по инвестсоглашению с областным правительством Кстовскому НПЗ предоставили налоговые льготы на сумму 1 млрд рублей в период до 2020 г. Данный проект нацелен на удовлетворение растущего спроса на автомобильные бензины в центральных регионах России.

Но этим проектом планы модернизации Кстовского НПЗ не ограничиваются. В соответствии с четырёхсторонним соглашением, запланировано строительство следующих установок:

- алкилирования – мощность 367 тыс. т в год;
- гидроочистки каталитического крекинга – производительность 1100 тыс. т в год (проекты завершены);
- изомеризации – мощность 440 тыс. т в год (срок ввода в эксплуатацию по соглашению – 2016–2020 гг.);
- гидрокрекинга – мощность 4,8 млн т в год (2016–2020 гг.);
- гидроочистки дизельного топлива – мощность 2,2 млн т в год (2016–2020 гг.).

Наиболее важным из этих проектов является сооружение комплекса гидрокрекинга тяжёлых остатков. Он позволит значительно увеличить производство топлив, отвечающих современным мировым стандартам качества. Глубина переработки нефти на НПЗ будет доведена до 90%.

«ЛУКОЙЛ»: КУРС НА ЭФФЕКТИВНУЮ ПЕРЕРАБОТКУ

В целом в Группу «ЛУКОЙЛ» входят 10 нефтеперерабатывающих заводов – шесть (в том числе два мини-НПЗ) в России и четыре за рубежом. По итогам прошлого года объём переработки сырья составил 66,6 млн т. Данный показатель остаётся стабильным на протяжении последних трёх лет. Как отмечают представители компании, в непростых условиях непрерывного снижения цен на нефть и введения экономических санкций в отношении ряда отраслей России в 2014 г. данному бизнес-сегменту удалось заработать порядка 4,8 млрд долларов операционного дохода.

Продолжаются масштабные инвестиции в модернизацию производственных активов. Уже в 2012 г. компания перешла на производство автомобильных бензинов и дизтоплива уровня Евро-5¹, что позволи-

реализация на одну АЗС в России выросла с 12,8 т в сутки в 2013 г. до 13,2 т в прошлом году. Сбытовая деятельность за рубежом охватывает 24 страны, включая СНГ, Европу и США. Там действуют более 3 тыс. лукойловских АЗС.

«К сожалению, негативное влияние замедления мировой экономики продолжает отражаться на показателях сбытовых активов. Объём розничных продаж нефтепродуктов и газопродуктов в Европе и Америке в отчётном году сократился до 5,5 млн т, среднесуточная реализация составила 6,3 т в сутки. Основными задачами на 2015 г. и ближайшую перспективу являются своевременное завершение строительства, ввод и выход на проектную мощность крупнейших в сегменте инвестиционных проектов. В текущей макроэкономической ситуации одна из наиболее приоритетных задач для компании – сокращение расходов. В 2015 г. она взяла



ло опередить внедрение государственных экологических стандартов качества горючего в среднем на 4–5 лет и получить значительный экономический эффект от дифференциации акцизов – порядка 2,6 млрд долларов за три года. Кроме того, это внесло существенный вклад в улучшение экологической ситуации в России.

«ЛУКОЙЛ» реализует топливо в 62 субъектах РФ. Под брендом компании работают без малого 2300 АЗС. Объём розничной торговли нефте- и газопродуктами в 2014 г. составил около 9,8 млн т, что на 6,1% выше уровня 2013 г. Среднесуточная

на себя обязательства по сдерживанию общих операционных расходов в бизнес-сегменте “Переработка и сбыт” в пределах 2%», – отмечает первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Владимир Некрасов.

Помимо Кстовского НПЗ, активно развиваются и другие перерабатывающие предприятия «ЛУКОЙЛа». Так, в конце июня завершилось строительство установки первичной переработки нефти в Волгограде мощностью 6 млн т в год. Инвестиции в этот проект составили 16,1 млрд рублей. С учётом вывода из эксплуатации устаревших активов запуск установки позволит увеличить объём переработки нефти на Волгоградском НПЗ с 11 до 14,5 млн т в год.

Во втором квартале 2016 г. на заводе планируется запустить установку гидро-

¹ Стандарты Евро-5 и российского экологического Клас-са 5 по дизтопливу полностью совпадают. По бензину они отличаются тем, что в требованиях к Классу 5, в отличие от Евро-5, не указано октановое число топлива.

крекинга ВГО, что даст возможность расширить выпуск дизельного топлива. Стоимость данного проекта составляет 72,9 млрд рублей.

На Пермском НПЗ до конца нынешнего года планируется завершить строительство комплекса переработки нефтяных остатков стоимостью 28 млрд рублей. Проект позволит перейти на безмазутную схему производства нефтепродуктов.

Кроме того, в IV квартале этого года должен быть пущен в строй газоперерабатывающий завод в Будённовске. Инвестиции в данный проект оцениваются в 6,3 млрд рублей. Он включает в себя строительство первой очереди ГПЗ для переработки попутного нефтяного газа Северного Каспия, а также реконструкцию установки пиролиза с целью увеличения доли газового сырья до 75%.

В мае нынешнего года в болгарском Бургасе был открыт комплекс переработки тяжёлых остатков. Инвестиции в этот проект достигли 1,5 млрд долларов. Комплекс вбирает в себя основную установку гидрокрекинга гудрона мощностью 2,5 млн т в год и ряд вспомогательных установок (всего 17 объектов). Данный проект позволил повысить эффективность нефтепереработки за счёт увеличения производства светлых видов топлива с высокой добавленной стоимостью. Глубина переработки возросла до 90%.

ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЙ DOWNSTREAM «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

На совете директоров «Газпром нефти», прошедшем в конце сентября этого года, были подведены итоги реализации инвестиционной программы за первое полугодие 2015 г. Общий объём нефтепереработки в компании составил 21,3 млн т. Продажи в премиальных сегментах увеличились на 1% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года и достигли 12,3 млн т, преимущественно за счёт увеличения реализации топлива через АЗС и расширения сети аэропортов присутствия в России и за рубежом.

Активно развивается Омский НПЗ «Газпром нефти», который в нынешнем году отметил своё 60-летие. Один из крупнейших и самых высокотехнологичных НПЗ в РФ выпускает более 500 наименований продукции, в том числе высокооктановые бензины, дизтопливо, керосин, масла, продукты нефтехимии и т. д. Мощность предприятия составляет 21,4 млн т в год. По итогам прошлого года на нём было переработано 21,3 млн т сырья, то есть завод приблизился к максимальному



уровню загрузки. А глубина переработки уже достигла 93% – это лучший показатель в отрасли.

«Как и вся компания, Омский НПЗ сегодня делает ставку на повышение эффективности производства, развитие инновационных направлений и модернизацию мощностей. Уверен, что все цели будут достигнуты и всего через несколько лет предприятие, за которым прочно закрепилась репутация флагмана российской нефтепереработки, займёт место в ряду самых высокотехнологичных и эффективных НПЗ мира», – отметил председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков.

С 2007 г. на ОНПЗ начата самая масштабная в отрасли программа модернизации, оцениваемая в 292 млрд рублей. Она включает в себя два этапа. Первый, рассчитанный на 2007–2015 гг., уже завершён. Инвестиции в этот период составили 100 млрд рублей. Были введены в эксплуатацию четыре новые установки, реконструированы три крупных объекта. В 2007–2009 гг. модернизированы установки гидроочистки дизельного топлива. В 2010 г. запущена установка изомеризации лёгких бензиновых фракций «Изо-

малк-2». В 2012 г. введены установки гидроочистки бензинов каталитического крекинга и дизельных топлив. В прошлом году запущен терминал приёма стабильного газового конденсата, а в 2015 г. закончена реконструкция установок каталитического крекинга и первичной переработки нефти. Главным результатом первого этапа стал переход Омского НПЗ на производство топлив Евро-5.

До 2020 г. на заводе должен быть реализован второй этап модернизации стоимостью 192 млрд рублей, нацеленный на повышение глубины переработки. В его рамках будут построены пять новых и реконструированы два крупных объекта. В числе «новостроек» такие крупные высокотехнологичные производственные комплексы, как:

- установка первичной переработки нефти мощностью 9,6 млн т в год, которая обеспечит отдельную переработку нефти и газового конденсата, а также снизит затраты на эксплуатацию;
- гидрокрекинг вакуумного газойля (2 млн т в год), запуск которого в 2018 г. позволит увеличить выпуск светлых нефтепродуктов, а также вырабатывать сырьё для производства масел 2-й и 3-й групп;



- высокоэффективных катализаторов крекинга, гидроочистки, изодепарафинизации;
- уникальных технологий реактивации катализаторов гидроочистки;
- экологически чистого авиабензина без тетраэтилсвинца;
- плазменной технологии по переработке сероводорода в водород и серу;
- синтетических масел для субарктических условий.

Кроме того, «Газпром нефть» создаёт в Омске на базе своего дочернего предприятия «Автоматика-сервис» технопарк, объединяющий современные разработки в сфере промышленной автоматизации. *«Создание технопарка решает ряд важнейших задач, связанных с повышением уровня технологичности нефтеперерабатывающих производств. Это уникальный проект, который позволит тестировать новейшие разработки, проводить испытания инновационных продуктов и систем управления технологическими процессами и выбирать из них наиболее качественные и эффективные решения для дальнейшего внедрения на НПЗ»*, – рассказывает заместитель генерального директора компании по логистике, переработке и сбыту Анатолий Чернер.

А в середине октября 2015 г. на ОНПЗ начал работу центр мониторинга и диагностики систем автоматизации, позволяющий в круглосуточном режиме контролировать и предупреждать возможные неисправности автоматики всех уровней – от полевых приборов до виртуальных анализаторов и средств управления сигнализациями. Также он обеспечивает мониторинг работы противопожарных систем и средств технологического видеонаблюдения за производственными объектами.

Пилотной установкой для данного центра стал комплекс изомеризации лёгких бензиновых фракций «Изомалк-2». Он является самой мощной установкой данного типа в России и Европе и входит в тройку самых мощных в мире. К 2020 г. в центр мониторинга и диагностики войдут 90 установок завода, 148 систем АСУТП, более 115 тыс. контрольно-измерительных приборов и автоматики. *«Новая система диагностики – огромный шаг вперёд в технологическом развитии ОНПЗ. Многие решения, на которых базируется созданный центр, применяются в России впервые»*, – подчёркивает А. Чернер.

Как уже отмечалось, один из приоритетов Омского НПЗ – создание импортозамещающего выпуска катализаторов. В на-

стоящее время на заводе изготавливается 3 тыс. т катализатора крекинга в год. А в ближайшем будущем здесь предполагается построить современное катализаторное производство мощностью 21 тыс. т в год. Согласно планам компании, капитальные затраты на этот проект составят порядка 10 млрд рублей. На заводе собираются выпускать катализаторы каталитического крекинга (15 тыс. т в год), гидроочистки (4 тыс. т в год), гидрокрекинга (2 тыс. т в год), а также производить регенерацию катализаторов (2 тыс. т в год).

Ещё один НПЗ компании – Московский – начал свою работу в далёком 1938 г. Последняя реконструкция на нём была осуществлена в конце 1970-х. Поэтому в 2011 г. новый владелец завода, «Газпром нефть», начал масштабную модернизацию, стоимость которой достигает 200 млрд рублей. Происходит постепенная замена устаревших мощностей и ввод новых комплексов, что позволит обеспечить выпуск современной продукции с соблюдением экологических норм.

Уже реконструирована установка гидроочистки дизельного топлива и бензина и построена установка изомеризации лёгкой нефти. Это позволило заводу в 2013 г. перейти на выпуск топлива класса Евро-5 – на 2,5 года раньше запланированного срока.

В этом году на МНПЗ внедрена автоматизированная система мониторинга атмосферного воздуха, и по итогам 2015 г. компания собирается в два раза сократить выбросы в атмосферу по сравнению с 2012 г.

В 2017–2018 гг. должна быть построена комбинированная установка переработки нефти «Евро+», что позволит увеличить её объём на 19% и снизить выбросы в атмосферу на 11%.

До 2020 г. на заводе также появятся системы газоочистки на механических очистных сооружениях, новая установка очистки сернисто-щелочных стоков и технологического конденсата, локальные очистные сооружения на пяти основных технологических потоках, автотерминал налива бензина и дизельного топлива с системой рекуперации паров углеводородов.

Таким образом, несмотря на экономические трудности, российские ВИНК – в первую очередь «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть» – стараются не снижать своей активности в секторе downstream. И это внушает надежды на то, что очередного переноса сроков внедрения экологического топлива Класса 5 больше не потребуются. ■

• крупнейшая в России установка замедленного коксования (2 млн т в год), которая даст возможность расширить выпуск светлых нефтепродуктов и кокса для алюминиевой промышленности.

Кроме того, к 2019 г. на ОНПЗ планируется увеличить производство синтетических базовых масел до 220 тыс. т год, что позволит заместить их импорт.

После окончания второго этапа модернизации глубина переработки на Омском НПЗ возрастёт до 97%, выход светлых нефтепродуктов – до 82%, производство масел увеличится на 50%.

Экологическая программа стоимостью 23 млрд рублей, реализуемая на ОНПЗ, нацелена на сокращение к 2020 г. выбросов в атмосферу на 34%, сбросов в водные источники – на 24%, твёрдых отходов – на 42% по сравнению с показателем 2006 г.

В сотрудничестве с академическими и отраслевыми институтами «Газпром нефть» реализует на Омском НПЗ одну из самых масштабных программ НИОКР в отрасли. На базе завода формируется Центр инновационных технологических разработок, среди перспективных направлений работы которого создание:

Использование методики планирования по обезличенным МТР при закупках и поставках комплектного оборудования для крупных проектов нефтяной отрасли

А.Э. КАРАЕВ, д.т.н.;

И.В. МОСКВИТИНА;

А.Н. БУДЯКОВ

**ПАО «Газпром нефть»,
DMTOKS@gazprom-neft.ru**

Термины и сокращения: ДО – дочернее общество; МТО – материально-техническое обеспечение; МТР – материально-технические ресурсы; КС – капитальное строительство; НСИ – нормативно-справочная информация; ТУ – технические условия; ГОСТ – государственный стандарт.

Материально-техническое обеспечение является одной из ключевых задач в ходе выполнения любого крупного проекта в нефтяной отрасли. Сформировать чёткий перечень номенклатуры поставки, определить сроки поставки и монтажа, выбрать поставщиков и обеспечить исполнение договора – лишь основные шаги процесса, который содержит в себе множество деталей и нюансов. А задача профессионального закупщика и состоит в том, чтобы собрать все элементы в единую картинку и обеспечить доставку требуемых предприятию материалов и оборудования точно и в срок. Зачастую задача закупщика серьезно усложняется необходимостью доставить сложное оборудование, состоящее из различных комплектующих и блоков. При этом на этапе планирования ещё детально не заданы полные характеристики всех комплектующих. И добавим условие, что комплектующие не уникальны, существует ряд аналогов с сопоставимыми характеристиками, но различными производителями, ценами и сроками поставок. В итоге получим непростую задачу, решение которой потребует умения, опыта и, несомненно, мастерства закупщика.

При планировании возникают первые сложности – как определить материал, который не имеет полных характеристик, в дальнейшем может быть уточнен, либо необходимо рассмотреть все аналоги с целью получения наилучшего стоимостного предложения? Второе – определённый перечень материалов является комплектующими и их необходимо планировать связно как последующие комплекты.

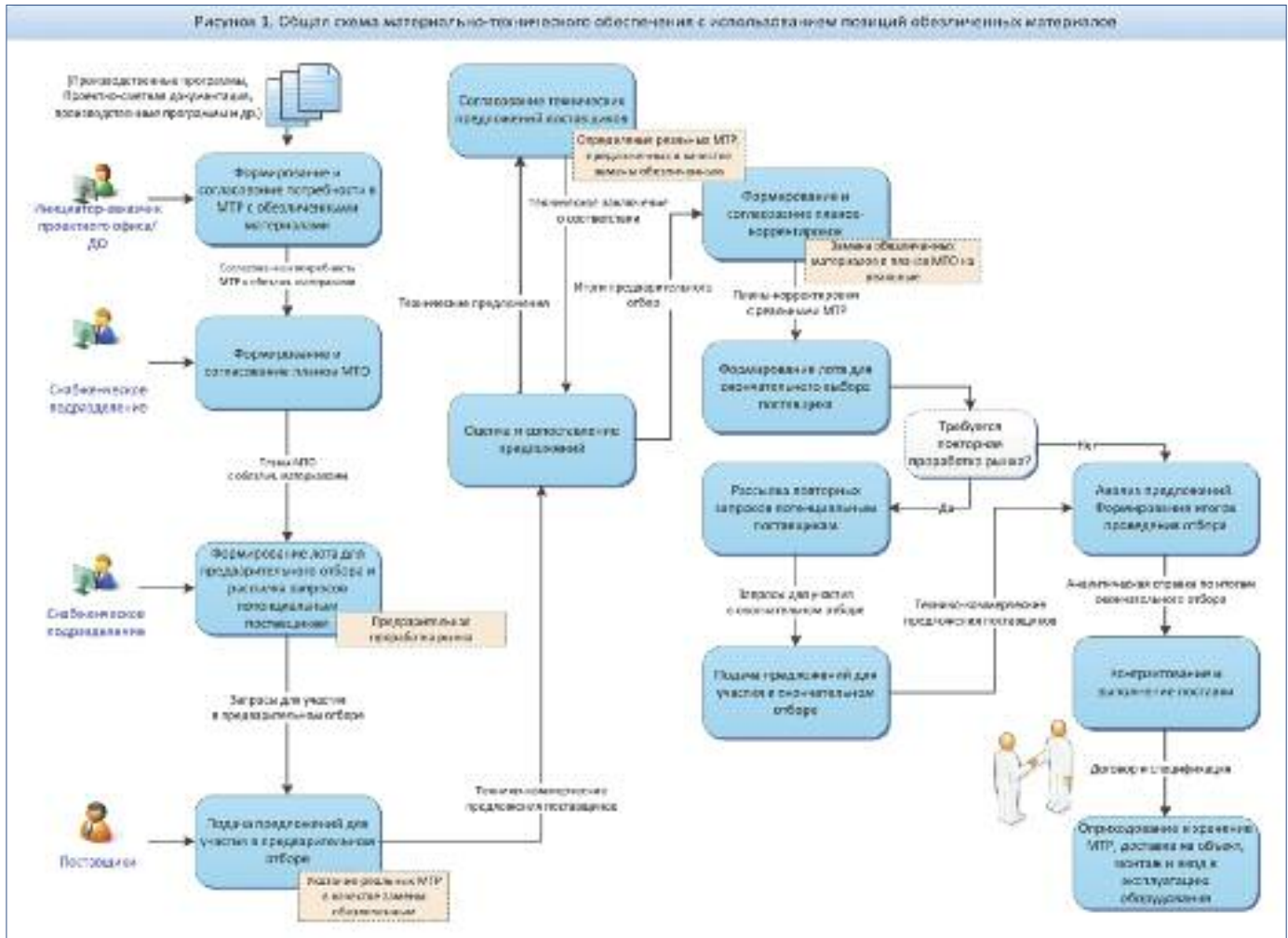
Приступим к решению этой задачи и рассмотрим понятие обезличенного материала. Будем считать обезличенным материал, наименование и характеристики которого не содержат ссылок и описаний на конкретного производителя МТР (артикул, специфические ТУ и подобные характеристики). То есть обезличенный материал – это, по сути, базовое определение основных качественных характеристик материала без специфических особенностей, например цвет, ТУ, ГОСТ и т. п. Использование обезличенных позиций в производственном планировании позволяет расширить список возможных вариантов поставки и перечень производителей, что в конечном итоге делает более конкурентной и экономически эффективной процедуру выбора поставщиков МТР через сравнение и анализ аналогов. Таким образом, использования обезличенных материалов позволяет планировать перечень номенклатурных позиций без привязки к конкретному поставщику и без указания детальных характеристик. Теперь обратим внимание читателя, что все этапы материально-технического обеспечения – от планирования до списания – в «Газпром нефти» автоматизированы и выполняются сотрудниками в единой информационной системе управления МТО. Это во многом ответ на второй вопрос – благодаря автоматизированной системе любой перечень МТР может быть объединён в связанную единицу – комплект и в таком виде отслеживаться вплоть до поступления на склад и последующей выдачи в производство.

Рассмотрим подробнее процесс планирования потребности крупного проекта: специалисты по МТО проекта при формировании заявок на закупку используют не конкретные материалы, а обезличенные позиции справочника МТР, при необходимости объединяя позиции в комплекты. Сформированные заявки на закупку после прохождения процедуры электронного согласования и утверждения, в соответ-

ствии со стандартами¹ «Газпром нефти», передаются в виде планов МТО на проработку подразделениям материально-технического обеспечения. Таким образом, формируются потребности подразделений, в которых определены только основные параметры МТР, без привязки к какому-либо производителю или специфическим характеристикам.

На следующем этапе специалисты по поставкам МТО формируют лоты на основании планов МТО по обезличенным позициям. Непосредственно процесс организации процедуры выбора поставщика МТР осуществляется в несколько шагов. На первом шаге следует получить от потенциальных поставщиков предложения на поставку МТР, то есть различные аналоги/замены обезличенного МТР. Для этого обезличенные позиции, включённые в лоты, в виде предварительных запросов коммерческих предложений рассылаются поставщикам, определяется срок приёма предложений. В определённые запросом сроки потенциальные поставщики предоставляют свои технико-коммерческие предложения с указанием конкретных материалов и характеристик из своей номенклатуры поставки, учитывая при необходимости комплектность тех или иных МТР. Дополнительно прикладывается техническая документация на МТР, которая проходит согласование заказчика. Подача предложений и заявок на участие осуществляется посредством электронной площадки «Газпром нефти», о которой мы детально рассказывали в одной из наших прошлых статей. Технические части предложений передаются для анализа инициатору-заказчику, выполняется работа по сопоставлению и анализу предложений. Совместно с инициаторами, то есть производственными подразделениями, определяется перечень предложений поставщиков, которые

¹ Стандарт – локальный нормативный документ, утверждённый руководителем компании и устанавливающий для всеобщего и многократного использования правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.



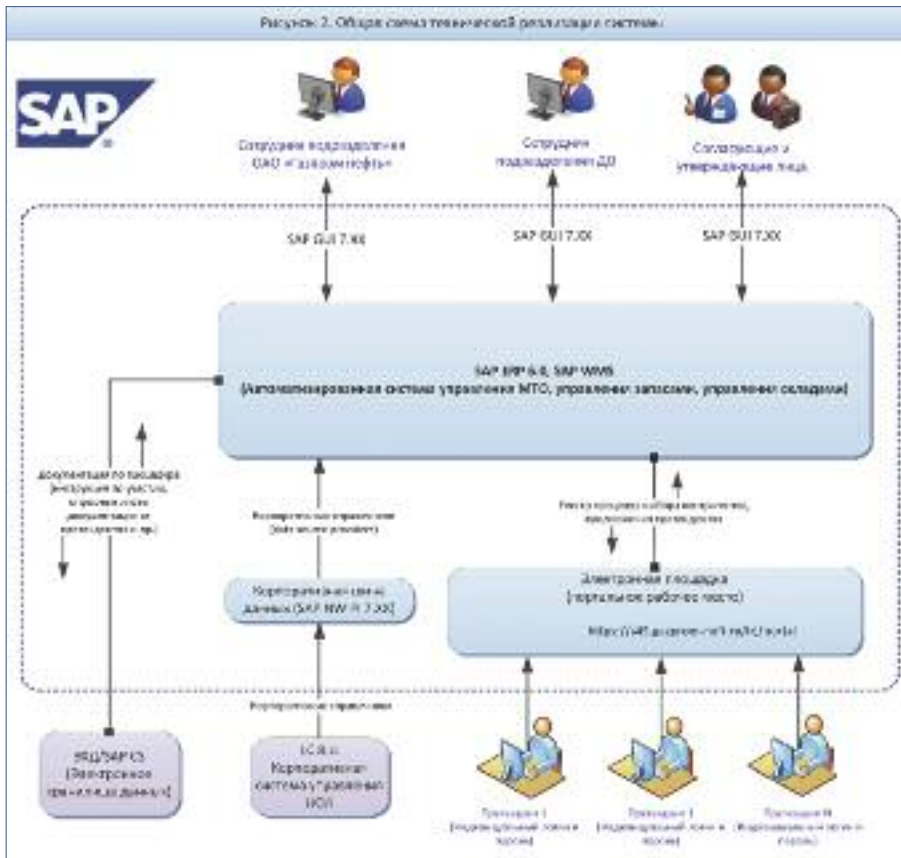
удовлетворяют параметрам поставки (технические характеристики, сроки поставки, количество), выполняется ранжирование поставщиков по стоимости. По итогам проработки формируется и утверждается сводный аналитический документ, в котором определяются итоги предварительной коммерческой проработки рынка. Резюмируя, мы получили перечень конкретных материалов для возможного заключения договора и осуществления поставки.

После сбора данных по итогам предварительной проработки, выполняются корректировки исходной потребности, то есть вместо обезличенных позиций указываются реальные позиции планируемой поставки. Корректировка планов МТО выполняется сотрудником службы материально-технического обеспечения и передаётся на электронное согласование и утверждение, согласно стандартам «Газпром нефти». Важно отметить, что обязательным условием является сохранение всей истории изменений позиций МТР. Это позволит, помимо сохранения истории, наработать базу материалов

аналогов и замен в связке с исходным обезличенным материалом и конкретным поставщиком/поставщиками, а также сложным комплектом с возможностью анализа вариантов комплектующих. После выполнения и утверждения корректировок планов МТО снова формируются лоты, но уже с реальными позициями МТР, осуществляется рассылка финальных запросов коммерческих предложений. Далее повторяется описанный выше процесс вплоть до утверждения итогов проведения процедуры выбора поставщика. Дополнительные корректировки более не выполняются, а по итогам отбора формируется договор на поставку МТР с поставщиком-победителем, который предоставил лучшее по цене предложение с учётом сроков поставки. Переходим к процессу выполнения договора.

Согласно спецификации к договору поставщик осуществляет поставку, все МТР, которые являются комплектующими, посредством автоматизированной системы отслеживаются закупщиком. Задача может быть усложнена тем, что в процессе

поставки отдельные комплектующие сложного оборудования поставляют разные поставщики, используя различные логистические схемы доставки. Таким образом, необходимо отслеживать не только сам факт поставки того или иного МТР, но и условия поставки, а также склад, на который должен быть поставлен материал, чтобы в последующем обеспечить оперативную доставку комплектующих на объект для монтажа и ввода в эксплуатацию. Для решения данной задачи только аналитических отчётов, конечно, недостаточно, необходима интеграция и совместная работа системы МТО и системы класса WMS (управления складами). Благодаря использованию системы управления складами, можно отслеживать реальное нахождение того или иного МТР или группы, которые необходимы для монтажа, сформировать соответствующий план вывоза материалов на объект/площадку для монтажа, используя при этом имеющиеся в распоряжении логистические маршруты предприятия. Связанные комплектующие сложного оборудования можно



включать в общий план вывоза или же использовать график доставки, согласно плану работ по монтажу. Более того, можно сформировать глобальный график логистики, если в процессе реализации проекта задействованы несколько организаций или складских площадок, учитывая параметры МТР и средства их доставки. Правильно построенная система класса WMS позволяет не только организовать сам процесс управления на складе, но и обеспечить более эффективное управление цепочкой «приёмка – хранение – выдача», что в условиях жёстких сроков выполнения работ на крупных объектах строительства в нефтяной отрасли жизненно необходимо.

Таким образом, когда поставлены и оприходованы все элементы комплекта, выполняется планирование логистики, осуществляется процесс монтажа оборудования и перевода его в эксплуатацию. Итогом же является списание соответствующих МТР комплекта и постановка на учёт непосредственно оборудования.

Описав основные шаги бизнес-процесса, представленные схематично на рис. 1, перейдём к особенностям технической реализации данной схемы в автоматизированной системе управления МТО «Газпром нефти».

Автоматизация работы с обезличенными материалами и тем более комплектами требуется для упорядочивания и систематизации процесса, снижения трудоёмкости работы сотрудников, обеспечения контрольных функций. Первым её шагом является организация и ведение единого справочника материалов, в котором определены и выделены обезличенные позиции. Этот процесс достаточно давно выстроен в «Газпром нефти», создана единая служба НСИ, которая занимается ведением, контролем, анализом записей МТР. Второй шаг – это обеспечение работы в автоматизированной системе, при которой пользователь на каждом шаге процесса сможет использовать обезличенные позиции, контролировать проведение процедур выбора, выполнять необходимые корректировки, объединять позиции в комплекты и отслеживать весь жизненный цикл как отдельного материала, так и комплекта в целом. Поэтому реализация данной схемы работы – это прежде всего организация нового механизма и порядка работ в рамках существующих базовых бизнес-процессов, благодаря которым возрастают как контрольные, так и аналитические возможности. Сотрудникам доступны отчёты по материалам-аналогам и комплектам, ав-

томатические проверки (например, на невозможность заключить договор с обезличенной позицией), которые значительно снижают вероятность ошибки пользователя. Третий шаг – реализация системы по управлению запасами и складами позволит эффективно работать по завершающим шагам процесса «приёмка – хранение – выдача – доставка – учёт». При этом потребуются прозрачная интеграция и взаимодействие всех автоматизированных решений предприятия, наполнение каждой поставки требуемыми документами, то есть всех шагов и участников процесса – от планирования до списания. Описание технической реализации «Газпром нефти» с указанием компонент и блоков системы приведено на рис. 2.

Проработка новых механизмов работы и расширение автоматизированной системы выполнялись совместной проектной командой, включающей сотрудников Дирекции закупок и КС – методологов проекта, специалистов Департамента информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций «Газпром нефти», консультантов ЗАО «ИНЛАЙН ГРУП» – разработчика решения. Новый функционал более полугодом отработывался в режиме опытно-промышленной эксплуатации, была подготовлена методика и порядок работы с обезличенными материалами и комплектами, проработаны предложения и замечания пользователей. В итоге в системе был реализован новый порядок работы, предполагающий дополнительные возможности и преимущества единой автоматизированной системы управления МТО, которую Дирекция по закупкам и КС «Газпром нефти» стремится совершенствовать и расширять, повышая прозрачность планирования, открытость закупок и увеличивая производительность труда сотрудников. ■

НАША СПРАВКА

«Газпром нефть» входит в четвёрку крупнейших нефтегазовых компаний России. В компании работают более 70 нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и сбытовых предприятий в России, странах ближнего и дальнего зарубежья, объединённых по принципу вертикальной интеграции. Компания «Газпром нефть» перерабатывает более 80% добываемой нефти, демонстрируя лучшее в отрасли соотношение добычи и переработки. Объём доказанных запасов углеводородов ставит «Газпром нефть» в один ряд с двадцатью крупнейшими нефтяными компаниями мира. Дополнительная информация: www.gazprom-neft.ru.

Игра в монополию

Степень монополизации секторов нефтегазовой промышленности существенно зависит от технологичности того или иного направления

Никита ЗЕЛЕНИН

Газовая промышленность в любой стране является достаточно монополизированной. Как правило, существует компания-лидер, которая, по сути, олицетворяет собой весь рынок. Это связано с тем, что газовая отрасль – одна из самых высокотехнологичных в экономике. В большинстве случаев для таких отраслей характерно небольшое количество игроков и, следовательно, достаточно большая степень монополизации. Ведь в силу высокой технологичности производства вхождение на рынок нового игрока связано с большими затратами. Это породило явление так называемых естественных монополий, когда с точки зрения экономики выгоднее, чтобы функция предложения осуществлялась одной компанией.

Вместе с тем, интересно оценить степень монополизации не только газовой отрасли в целом, но и её отдельных сегментов – добычи, экспорта (или импорта), транспортировки и реализации газа. Каждое из этих направлений отличается от других с точки зрения технологичности включённых в него процессов. Безусловно, добыча и транспортировка требуют от компаний больших вложений в технологии по сравнению с сектором газораспределения. Или, например, собственное производство газа порождает необходимость более значительных вложений в инфраструктуру в сопоставлении с импортом сырья.

Чтобы избежать влияния отечественной конъюнктуры рынка, рассмотрим выше обозначенные проблемы на примере газовой отрасли Италии. А в конце проведём краткий обзор ситуации в России.

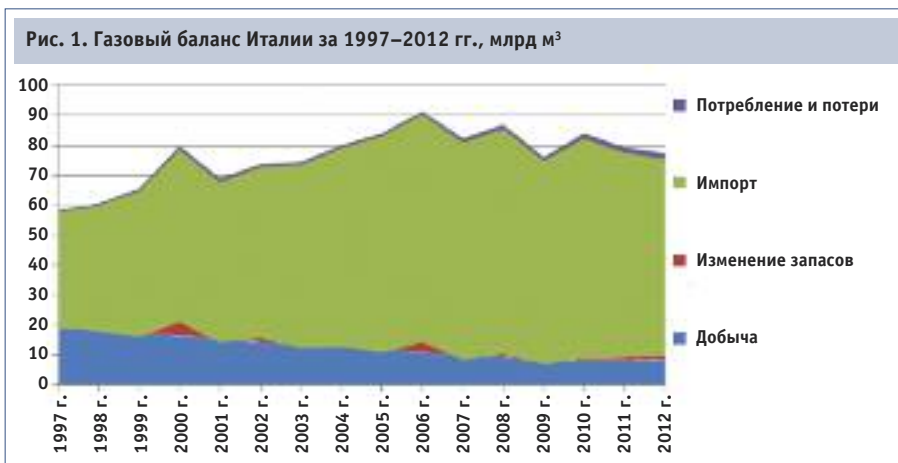
Добычной монополизм

Традиционным инструментом для оценки степени монополизации является индекс Херфиндала – Хиршмана (ННН). Он принимает значения от 0 до 10000 (если на рынке одна компания-монополист со 100-процентной долей). Традиционные пороговые значения данного индекса – 1000 и 1800 пунктов. То есть диапазон от 0 до 1000 позволяет говорить о низкой степени концентрации рынка и высокой конкуренции, от 1000 до 1800 – об умеренной концентрации и достаточной конкуренции. Если же значение превышает верхнее пороговое – то рынок низкоконцентрированный и наблюдаются признаки монополии. Этот индекс используется Антимонопольной службой США для одобрения решений о слиянии и поглощении. Если его значение меньше 1000, то данные процес-

сшенная конкуренция) до 1 (монополия). Однако полученные результаты расчёта этого индекса показали, что выводы полностью совпадают с теми, которые демонстрирует индекс Херфиндала – Хиршмана.

Кроме того, индекс Херфиндала – Хиршмана имеет большую размерность, что позволяет делать более точные выводы. Поэтому справочно будем приводить значение индекса Холла и Тайдмана, но выводы станем формулировать на основе индекса Херфиндала – Хиршмана.

Прежде чем переходить непосредственно к анализу ситуации с монополизацией в газовой отрасли Италии, в двух словах охарактеризуем положение в ней для большего понимания причин выявленных явлений. На рис. 1 представлен баланс для газовой промышленности Италии за 1997–2012 гг.



сы возможны без условий, если в диапазоне от 1000 до 1800 – то после проверки Департамента юстиции, если же превышает пороговое значение – то вовсе не возможны в целях борьбы с монополией.

Дополнительным критерием для оценки степени монополизации служит индекс Холла и Тайдмана. Этот показатель является ранговым со всеми преимуществами и недостатками, которые могут быть в данном случае. С одной стороны, ранговые показатели менее требовательны к изначальным данным, а с другой – несколько искажают влияние рыночной доли каждой фирмы. Этот индекс меняется от 0 (совер-

Производство, чистый импорт и изменения в запасах составляют валовые располагаемые ресурсы. Корректировка на потери позволяет говорить об общих ресурсах газа в стране. В целом же при анализе баланса следует отметить соотношение собственного производства и импорта. Во-первых, это соотношение за рассматриваемый период увеличилось почти в четыре раза. Если в 1997 г. превышение импорта над собственным производством было двукратным (то есть общие потребности на треть обеспечивались за счёт внутренней добычи), то в 2012 г. оно стало почти восьмикратным (7,85 раза). В

Рис. 2. Объём национальной добычи газа в Италии с 1950 г. по 2012 г., млн м³

итоге собственное производство обеспечивает чуть более 10% (11,8% по данным 2012 г.) необходимого газа.

Во-вторых, общее потребление газа за этот период увеличилось несущественно – на 29,53% за 15 лет. То есть с уверенностью можно сказать, что указанный рост соотношения импорта и национальной добычи вызван не расширением потребления при постоянных объёмах собственного производства, а именно сокращением национальной добычи (более чем в 2 раза за 15 лет) и необходимым увеличением импорта (на 73,47%) для удовлетворения неизменных национальных потребностей.

На рис. 2 представлены объёмы собственного производства газа в Италии начиная с 1950 г. Как видно из рисунка, до середины 1990-х наблюдался рост добычи (с небольшим снижением в 1970-х). Максимальный объём – 20,64 млн м³ – был зафиксирован в 1994 г. Однако в последние годы заметна тенденция к её сокращению, и ныне объёмы производства сравнимы с уровнем 1960 годов. Это вызвано, прежде всего, истощением газовых ресурсов, не способных удовлетворить даже не очень-то изменившиеся национальные потребности.

Структура производства газа в разрезе ведущих игроков представлена в табл. 1. Как видно из таблицы, Eni является безусловным лидером в сфере добычи газа в Италии – на её долю приходится свыше 80% всего производства. Хотя данный показатель в последние годы снижается: с 89,75% в 2001 г. до 82,60% в 2012-м. Для сравнения, доля «Газпрома» в российской добыче составляет 72% (по данным 2013 г.).

Второй по масштабу производитель – Edison. Его доля на рынке за последние 10 лет снизилась. Если в 2001 г. она равнялась 9,27%, то в 2012 г. – 7,37%, что для подобной отрасли является заметным падением.

В то время как доля третьего игрока – Royal Dutch Shell – за аналогичный период

заметно выросла: с 1% на момент вхождения на рынок до 7,22% в 2012 г. И фактически Shell сравнялась со вторым по масштабу производителем газа в Италии.

Доля четвёртого игрока – Gas Plus – является достаточно постоянной. Он обеспечивает около 2% всей национальной добычи.

Итак, в сфере добычи газа в Италии наблюдается высокая монополизация. На долю четырёх компаний приходится 99,6% производства, в том числе на долю ведущей корпорации Eni – более 82%. Для сравнения, в России две компании обеспечивают 81,3% добычи.

Это же подтверждается и предельно высоким индексом Херфиндала – Хиршмана. При максимально возможном значе-

нии – 10000 – в данном случае демонстрируется результат близкий к 7000. Единственная позитивная тенденция, которую можно отметить, – снижение этого коэффициента за рассматриваемый период почти на 15%. Безусловно, это связано с отмеченным нами сокращением доли лидера рынка – компании Eni – и большим участием других игроков. Указанная тенденция имеет все предпосылки к сохранению, что, безусловно, позитивно скажется на развитии конкуренции.

Итак, с точки зрения обеспеченности газом Италия является импорто-ориентированной страной. В табл. 2 представлен общий объём закупок «голубого топлива» с разделением поставок, осуществляемых лидером рынка – Eni – и прочими компаниями.

Как видно из таблицы, объём импорта за исследуемый период вырос в 1,5 раза. При этом Eni, бесспорно, является крупнейшим импортёром, однако её доля существенно сократилась – с 88,4% в 1997 г. до 44,6% в 2012 г. То есть в последние годы на рынке появляется ряд новых игроков.

Эту же положительную тенденцию демонстрируют значения индекса Херфиндала – Хиршмана, который за восемь последних, указанных в таблице лет сократился более чем на треть. В 2012 г. он был равен 2569. Это, конечно, свидетельству-

Табл. 1. Объём национальной добычи газа в Италии в разрезе крупнейших производителей, млн м³

	Eni	Edison	Royal Dutch Shell	Gas Plus	Прочие	Итого	НИИ	НИТ
2001 г.	13600	1405	–	–	149	15154	8141	0,86
2002 г.	12933	1222	138	–	1	14294	8260	0,83
2003 г.	12182	1138	165	–	64,2	13550	8155	0,83
2004 г.	10807	1 053	186	243	291	12579	7462	0,78
2005 г.	9644	926	364	232	301	11467	7159	0,74
2006 г.	8791	713	684	227	5	10420	7212	0,65
2007 г.	7867	674	340	236	6	9124	7510	0,69
2008 г.	7146	685	673	232	5	8740	6813	0,62
2009 г.	6460	605	438	208	5	7716	7110	0,65
2010 г.	6724	508	544	264	31	8071	7037	0,63
2011 г.	6759	570	517	229	29	8103	7056	0,64
2012 г.	6815	608	596	200	32	8251	6935	0,64

Табл. 2. Объём импорта газа в Италию в разрезе крупнейших импортёров, млн м³

	Eni	Enel Trade	Edison	Прочие	Итого	НИИ	НИТ
2012 г.	28985	8381	12452	15240	65058	2569	0,2
2011 г.	28158	9278	11781	20033	69250	2182	0,17
2010 г.	28716	10289	13524	22237	74766	2052	0,17
2009 г.	33156	8648	10410	16321	68535	2769	0,21
2008 г.	46129	9816	7272	14522	77739	3796	0,28
2007 г.	47212	9278	5907	10840	73237	4413	0,3
2006 г.	51139	9537	7281	11992	79949	4346	0,35
2005 г.	47567	9737	6271	11320	74895	4301	0,34
2004 г.	41953	9373	6687	10685	68698	4042	0,32

ет о достаточно сильной степени монополизации рынка. Но данный уровень не настолько критичен, как в случае с производством сырья или с тем же импортом в 2004 г. При сохранении сложившейся тенденции через несколько лет можно будет говорить о рынке импорта газа в Италии как о конкурентном.

Из достаточно большого перечня компаний-импортёров стоит выделить трёх игроков. Во-первых, это уже отмеченная нами Eni, на долю которой приходится фактически половина всех закупок. Во-вторых, Enel Trade и Edison, доли которых также существенны. Причём доля первой из них относительно постоянна и составляет около 13%. Результат же второй существенно вырос за последние годы. Если в 2004 г. на неё приходилось около 10% поставок, то в 2012 г. – уже фактически пятая часть. В целом же три обозначенные компании обеспечивают более трёх четвертей всего импорта газа.

Доля каждой из остальных компаний не превышает 2% и существенно не влияет на расстановку сил на рынке, так что можно отметить, что импорт, как и добыча газа, разделён между несколькими участниками рынка. Отметим, кстати, что два ведущих импортёра (Eni и Edison) являются также и крупнейшими производителями «голубого топлива», что говорит об их большем влиянии на рынок по сравнению с другими компаниями. Однако и здесь преобладающая роль Eni является очевидной. По сути, она олицетворяет собой рынок газа Италии в части предложения.

СБЫТОВАЯ КОНКУРЕНЦИЯ

Если же говорить о потреблении газа, то здесь следует выделить оптовые продажи и поставки конечным потребителям (см. рис. 3). Первое, что стоит отметить, – это в общем-то существенный рост продаж газа за последнее десятилетие, практически на 40%. Причём за это время коренным образом изменилась их структура. Если в 2003 г. преобладали продажи конечным потребителям (они почти в два раза превышали объём оптовых сделок), то к 2012 г. ситуация кардинально поменялась. Теперь уже опт в полтора раза превышает розницу. Указанный рост общих продаж обеспечивался исключительно за счёт оптового сектора, в то время как реализация конечным потребителям даже сократилась, хотя и незначительно. Основные игроки оптового рынка представлены в табл. 3.

В табл. 4 приведены объёмы реализации газа конечным потребителям в разре-

Рис. 3. Структура продаж газа в Италии (млрд м³)

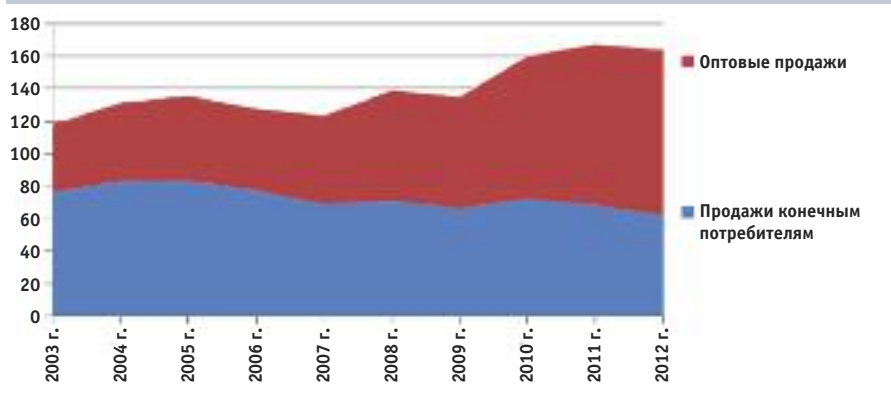


Табл. 3. Объём оптовых продаж газа в Италии в разрезе крупнейших продавцов, млн м³

	Eni	Enel Trade	Edison	Прочие	Итого	НИИ	НТИ
2012 г.	13342	6612	8270	69118	97342	822	0,08
2011 г.	14586	5827	7012	69386	96811	769	0,08
2010 г.	15304	6063	5849	60423	87639	829	0,08
2009 г.	15961	5582	5125	41398	68066	972	0,09
2008 г.	22648	5851	4845	34022	67366	1465	0,1
2007 г.	22135	5660	4274	21955	54024	1966	0,12
2006 г.	20748	5904	5000	18404	50056	2051	0,13
2005 г.	22144	6593	5780	17410	51927	2182	0,14
2004 г.	22942	6915	4936	13368	48161	2641	0,16

зе крупнейших продавцов. Причём в обоих секторах (опт и розница) тройка лидеров идентична. Безусловно, ведущие позиции занимает всё та же Eni – в оптовом звене на её долю в 2012 г. приходилось 13,71% продаж, в розничном – 28,06%. Два других лидера – Enel и Edison – имеют на оптовом рынке соответственно 6,79% и 8,5%. Тем самым они вместе с Eni контролируют треть данного рынка. А в сфере продаж конечным потребителям на них приходится 10,91% и 8,77% (то есть совместно с Eni – половина рынка).

Здесь также важно отметить, что темпы прироста продаж у Enel являются отрица-

тельными, в то время как у Edison объёмы реализации увеличиваются год от года. Наиболее ярко это заметно на розничном рынке. Если в 2008 г. Edison продавала 4,84% всего газа, то в 2012 г., как мы уже отметили, 8,77%. То есть рост практически двукратный. В то время как Enel в 2004 г. обеспечивала более 18% всех продаж, в 2012 г. – лишь 10,91%. В сфере опта ситуация в принципе схожа с той лишь разницей, что в абсолютном выражении продажи Enel не сильно изменились, в то время как Edison увеличила их на 67,54%. Однако даже в этом случае можно с уверенностью говорить, что эти три компании яв-

Рис. 4. Основные конечные потребители газа в Италии в разрезе секторов экономики, млрд м³

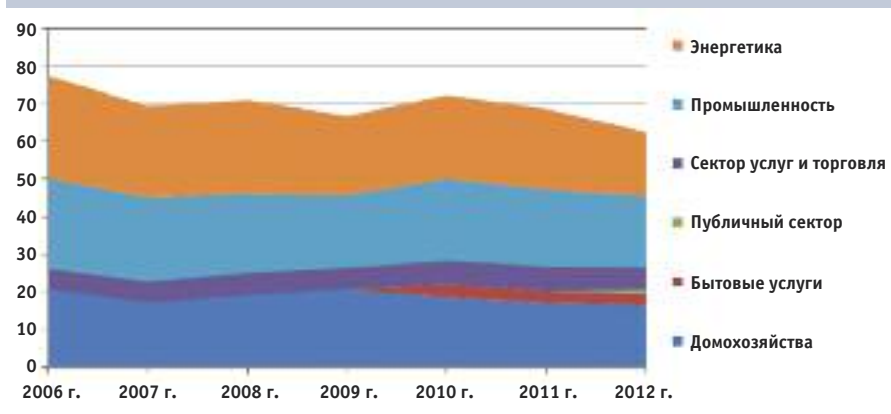


Табл. 4. Объём продаж газа конечным потребителям в Италии в разрезе крупнейших продавцов, млн м³

	Eni	Enel	Edison	Прочие	Итого	ННІ	НП
2012 г.	17511	6807	5472	32620	62410	1470	0,17
2011 г.	18237	8035	7403	34817	68492	1370	0,16
2010 г.	17803	9475	7227	37669	72174	1280	0,15
2009 г.	21202	9916	5158	30399	66675	1616	0,17
2008 г.	26862	12799	3428	27764	70853	2015	0,2

ляются безусловными лидерами на рынке (преобладание Eni, разумеется).

При этом оптовый рынок менее монополизирован, чем розничный, что подтверждается значениями индекса Херфиндала – Хиршмана. В секторе опта он более чем в полтора раза ниже аналогичного показателя для сектора продаж конечным потребителям. Отметим, что в последние четыре года значения индекса для оптового звена не превышают 1000 пунктов, а для розничного – 1800. Это позволяет охарактеризовать первый рынок как низкоконцентрированный с высоким уровнем конкуренции, а второй – умеренно концентрированный с достаточно сильной конкуренцией. В данных секторах наблюдаются самые низкие значения индекса из всех рассматриваемых направлений газовой отрасли, и только в данном случае не приходится говорить о монополии.

Положительные тенденции распределения

Динамика общей протяжённости газопроводных сетей в Италии представлена на рис. 5. Как видим, она постоянно растёт. Только за последние 10 лет она увеличилась на 73,36%. В табл. 5 представлена протяжённость сетей основных компаний этого сектора.

Итак, монополистом на данном рынке выступает Snam Rete Gas. Эта дочерняя компания Eni владеет большей частью магистральных газопроводов Италии и является единственным оператором, занимающимся сжиженным природным газом. В 2012 г. ей принадлежало 93,69% всех сетей, в том числе 95,51% национальных и 92,98% региональных. Две другие компании-владельцы национальных сетей – Società Gasdotti Italia (3,63%) и Infrastrutture Trasporto Gas (до 2012 г. – Edison Stocaggio, 0,85%). Причём если Società Gasdotti Italia является вторым по масштабам игроком и на региональном рынке (с долей 4,26%), то Infrastrutture Trasporto Gas представлена только на национальном уровне. Остальные же компании присутствуют лишь в регионах, однако их совокупная доля составляет всего 2,76%.

Значение индекса Херфиндала – Хиршмана для данного сектора является самым большим среди всех рассмотренных отраслей. Это позволяет охарактеризовать рынок как монополию. Для национальных сетей индекс не опускается ниже 9000 (минимальный уровень для 2012 г. –

9136), для региональных – ниже 8600. В целом же значение индекса около 8800 пунктов. Интересно отметить, что и для региональных, и для национальных сетей наблюдается тенденция к снижению показателя. Но в последнем случае оно более существенно (около 6% за весь рассматриваемый период). А для региональных сетей – всего чуть более 1%. Таким образом, среднее снижение равняется 2,5%. Однако это ничуть не выправило ситуации, и данная отрасль по-прежнему остаётся наиболее монополизированной.

На рис. 6 представлена общая динамика распределяемого газа. Она носит пусть и непостоянный, но положительный характер. В последние два года наблюдалось не-

Рис. 5. Протяжённость газопроводов основных операторов, км

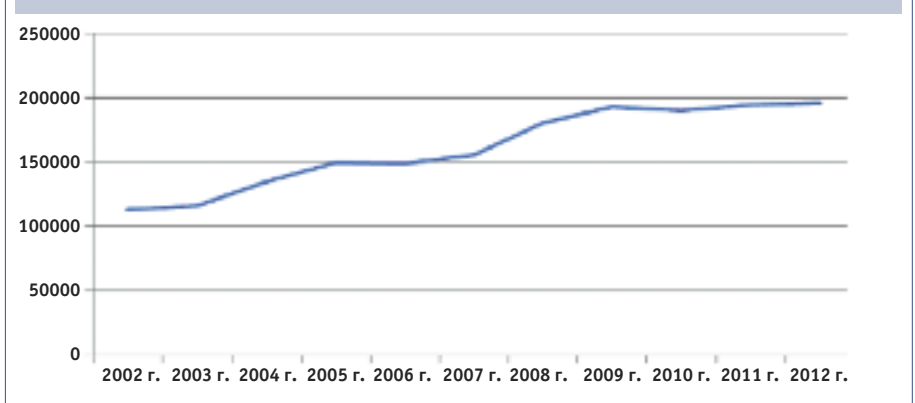


Табл. 5. Протяжённость газопроводов в разрезе основных газотранспортных компаний, км

		Snam Rete Gas	Società Gasdotti Italia	Infrastrutture Trasporto Gas (до 2012 г. Edison Stocaggio)	Прочие	Итого
2012 г.	Национальные сети	9277	353	83	0	9713
	Региональные сети	22968	1053		681	24702
	Всего	32245	1406	83	681	34415
2012 г.	Национальные сети	9080	307	83	0	9470
	Региональные сети	22930	1052		683	24665
	Всего	32010	1359	83	683	34135
2012 г.	Национальные сети	8894	291	83	0	9268
	Региональные сети	22786	1040		674	24500
	Всего	31680	403	83	674	33768
2012 г.	Национальные сети	8871	120	83	0	9074
	Региональные сети	22660	1177		673	24510
	Всего	31531	1297	83	673	33584
2012 г.	Национальные сети	8779	120	83	0	8982
	Региональные сети	22695	1162		639	24496
	Всего	31474	1282	83	639	33478
2012 г.	Национальные сети	8548	120		0	8668
	Региональные сети	22533	1143		586	24262
	Всего	31081	1263		586	32930
2012 г.	Национальные сети	8479	120		0	8599
	Региональные сети	22411	1133		395	23939
	Всего	30889	1253		395	32537

Рис. 6. Объём газа, распределяемый посредством газораспределительных сетей, млрд м³

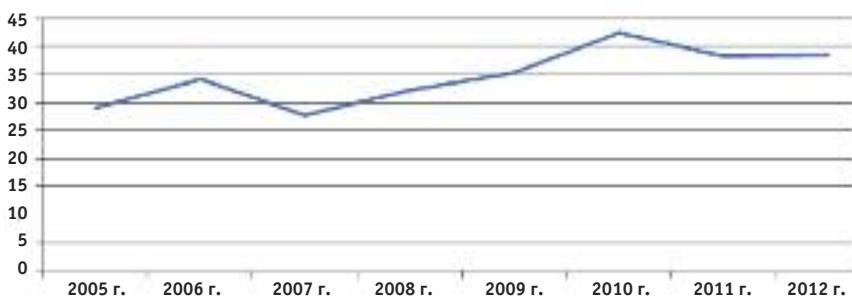


Табл. 6. Объём распределяемого газа в разрезе крупнейших компаний, млн м³

	Snam (до 2012 г. – Eni)	F2i Reti Italia (до 2009 г. – Enel)	Прочие	Итого	НИИ	НТИ
2012 г.	7808	5716	20260	33784	1383	0,06
2011 г.	7886	5923	20483	34293	1393	0,1
2010 г.	8325	3715	24296	36336	1319	0,07
2009 г.	7554	3588	22904	34046	1348	0,08
2008 г.	8897	3636	21390	33923	1477	0,13
2007 г.	8031	3441	18892	30364	1477	0,01
2006 г.	10734	3645	20529	34908	1692	0,01

которое снижение, но в целом видно, что ситуация выправляется и объёмы распределения газа увеличиваются.

В табл. 6 представлен объём распределяемого газа в разрезе ведущих игроков. Мы видим, что их в данном секторе два – Snam и F2i Reti Italia («дочка» Enel). На их долю приходится около 40% рынка (25% на Snam и 15% на F2i Reti Italia). Причём эта доля остаётся неизменной практически за всё время исследования – меняется только соотношение между компаниями. Так, в 2006 г. на Eni приходилось около 30% рынка, а на Enel – примерно 10%. Но затем Enel существенно улучшила свои позиции, хотя в других секторах газового рынка динамика её показателей является отрицательной. А компания Edison, наоборот, активно растущая в других сегментах, не обладает значительной долей в сфере газораспределения.

В целом ситуацию с монополизацией в данном секторе можно назвать позитивной. И не только в сравнении с тем, что наблюдалось в области транспортировки газа. Значения индекса Херфиндаля – Хиршмана в диапазоне от 1300 до 1700 позволяют говорить об умеренной степени монополизации. Это второе место среди всех направлений газовой отрасли Италии (лучше, напомним, положение дел только в области потребления газа, где наблюдалась даже высокая степень конкуренции). Безусловно, это следствие большого количества компаний, действующих в данном сегменте, и низких долей лидеров.

РУССКАЯ ВЕРСИЯ

Переходя к анализу ситуации в России, нужно отметить, что, конечно, газовые отрасли РФ и Италии являются несопо-

ставимыми. Наша страна обладает наибольшими запасами собственного газа и является одним из его ведущих экспортёров. В то время как итальянская газовая промышленность, как видно из нашего предыдущего анализа, является импорто-ориентированной. Газовый баланс России представлен на рис. 7.

Но поскольку цель нашего исследования – оценить степень монополизации рынка, а не сравнивать отрасли по абсолютным показателям, то возможные результаты представляются интересными. Также рассмотрим отечественную газовую промышленность в разрезе отдельных направлений деятельности по аналогии с итальянской. Безусловно, с учётом её особенностей. Так, например, в России по понятным причинам отсутствует такое направление, как «импорт газа». Соответственно, оно и не будет рассмотрено (представленный на рис. 7 импорт относится к поставкам из Азербайджана и Средней Азии и служит для последующей перепродажи).

Прежде чем переходить непосредственно к оценке степени монополизации, скажем несколько слов о потреблении газа в России. Его структура по состоя-

Рис. 7. Газовый баланс России, млрд м³

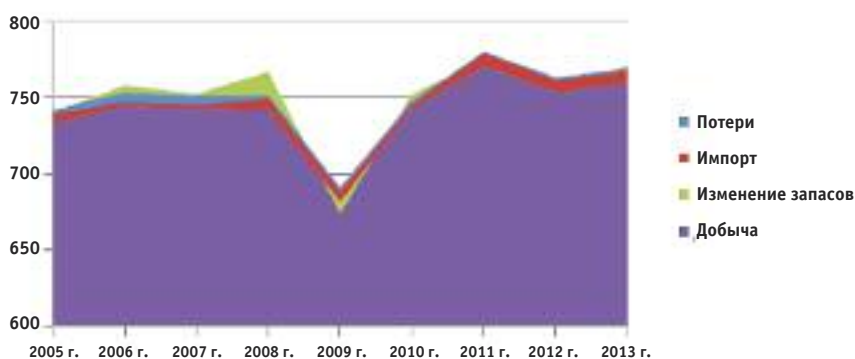


Рис. 8. Структура потребления газа в 2013 г. (млрд м³)

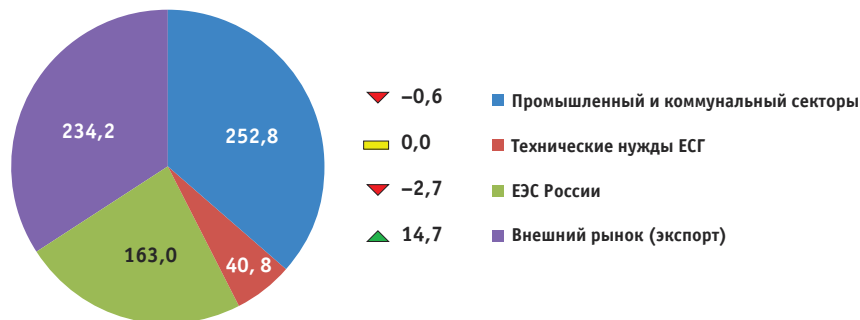
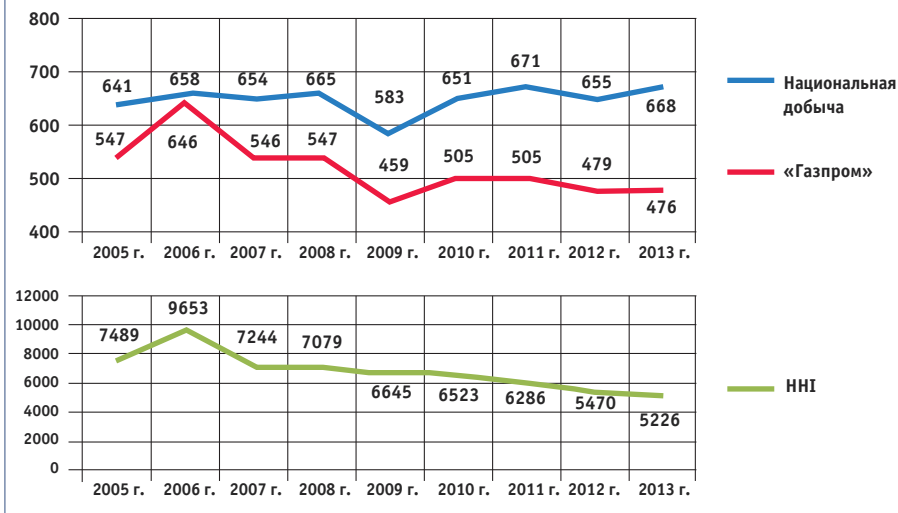


Рис. 9. Объем добычи природного газа в 2005–2013 гг. с выделением доли «Газпрома» (млрд м³) и значение индекса Херфиндаля – Хиршмана



нию на 2013 г. представлена на рис. 8. Там же отражена динамика в абсолютном выражении по сравнению с показателями 2012 г.

Итак, как видно из рисунка, около 73% добытого газа потребляется на внутреннем рынке и только около 37% идёт на экспорт. Основные внутренние потребители – промышленный и коммунальный секторы. Особенностью отечественной системы газораспределения является тот факт, что домохозяйства приобретают «голубое топливо» не напрямую у газодобывающих компаний, а через посредников – таким образом формируется коммунальный сектор. Около 6% сырья потребляется газовой отраслью на собственные нужды. А четверть служит ресурсом для производства других видов энергии – прежде всего электрической.

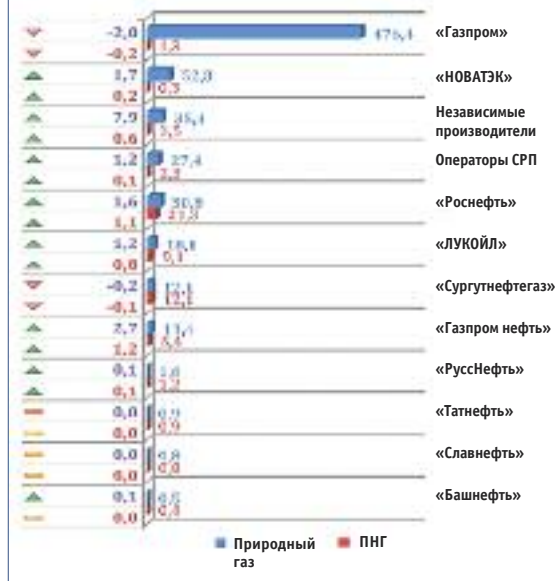
Однако вернёмся к анализу газодобычи в РФ и сравним степень её монополизации с Италией. Производство газа, безусловно, является системообразующим элементом для отечественной газовой отрасли. И по большому счёту состояние именно этого сектора определяет положение всего комплекса.

Масштабы добычи газа в РФ (как природного, так и попутного) представлены на рис. 9. Там также выделены объёмы, приходящиеся на ли-

дера отрасли – «Газпром». На рисунке обозначена и динамика коэффициента Херфиндаля – Хиршмана.

Как видно из рисунка, разрыв суммарного производства сырья и добычи, осуществляемой «Газпром», начиная с 2006 г. постоянно увеличивается. Это положительно сказывается на уровне конкуренции. Степень монополизации за последние 7 лет снизилась практически в два раза. И если в 2006 г. почти вся добыча газа осуществлялась усилиями «Газпрома», то к 2013 г. на данном рынке появилось около десятка игроков.

Рис. 10. Объем добычи природного газа и ПНГ в 2013 г. в разрезе крупнейших компаний и динамика по отношению к 2012 г., млрд м³



Структура добычи природного и попутного газа в 2013 г. в разрезе крупнейших компаний представлена на рис. 10. Отметим, что, согласно официальным данным, по состоянию на начало 2014 г. производство газа в РФ осуществляли 258 предприятий. Из них 97 входят в структуру ВИНК, 16 – «Газпрома», 2 – «НОВАТЭКа», 140 являются независимыми предприятиями и 3 – операторами СРП.

В структуре производителей 71,3% добычи обеспечил «Газпром» (–1,8% по сравнению с 2012 г.), 11,4% – ВИНК (+0,6%), 5,3% – независимые компании (+1,1%), 7,9% – «НОВАТЭК» (+0,1%) и 4,1% – операторы СРП (+0,1%). Прирост добычи показали «НОВАТЭК» (+1,9 млрд м³, +3,7%), независимые производители (+7,7 млрд м³, +28,0%), нефтяные компании (+5,3 млрд м³, +7,5%) и операторы СРП (+1,1 млрд м³, +4,2%). Сократил добычу только «Газпром» (–2,4 млрд м³, –0,5%).

Группа нефтяных компаний вносит существенный вклад в развитие конкуренции на отечественном газовом рынке. Нужно отметить, что именно она определяет положение на рынке добычи ПНГ, обладающем гораздо меньшей степенью монополизации по сравнению с рынком природного газа (индекс Херфиндаля – Хиршмана для рынка ПНГ равен 2139 и 2204 в 2012-м и 2013 г. соответственно).

Несмотря на то что степень монополизации в последнее время существенно снизилась и в секторе добычи присутствует достаточное количество игроков, их доля по сравнению с «Газпром» всё же не существенна. А в группе чисто газодобывающих компаний представлено всего два игрока – «Газпром» и «НОВАТЭК», – причём с явным перекосом в пользу первого. Это также свидетельствует о высокой степени монополизации.

Подтверждается это и уровнем индекса Херфиндаля – Хиршмана – даже лучшее его значение равно 5226 пунктам. Сравнивая данный коэффициент для российского и итальянского рынков в части добычи, можно отметить, что ситуация в РФ существенно лучше, чем в Италии, где значения фактически равны максимальным (8141 за 2001 г. и 6935 за 2012 г.). Безусловно, это следствие того, что на отечественном рынке всё же присутствует около десятка других игроков, помимо «Газпрома». В Италии же в этом секторе действуют всего четыре компании. Общим для обоих рынков является постепенное снижение уровня монополизации.

В поисках энергетической стабильности



Япония остаётся крупнейшим импортёром углеводородов, но собирается совершить «энергетическую революцию» за счёт газогидратов и ВИЭ

Игорь ЛОБОВСКИЙ,
президент Некоммерческого партнёрства «Глобальная энергия», к. с. н.;

Лариса РУБАН,
профессор, руководитель международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции», д. с. н.

Япония является третьей по величине экономикой после США и Китая и крупнейшим в мире экспортёром капитала, а также занимает третье место по экспорту продукции¹.

Учитывая опыт «нефтяных шоков» 1970 годов, Япония приложила огромные усилия для обеспечения стабильного энергоснабжения. Во-первых, за счёт регулярных поставок нефти и СПГ из-за рубежа. Во-вторых, благодаря увеличению национального резерва «чёрного золота». Уже к 2007 г. он достиг объёма, позволяющего обеспечивать снабжение страны в течение более чем полугода. В-третьих, путём содействия японским компаниям в освоении УВ-ресурсов за рубежом и укрепления отношений со странами-производителями нефти и газа. В-четвёртых, посредством политики энергосбережения и внедрения альтернативных энергоносителей. В частности, страна вышла в лидеры по использованию солнечной энергии. Она производит около 50% солнечных батарей в мире. Активно развивается и ветроэнергетика. А дальнейшие перспективы ТЭК страны будут связаны с газогидратами.

¹ Data source: Angus Maddison, 1995. Monitoring the World Economy 1820-1992, OECD Development Centre, Paris; Angus Maddison, 2001. The World Economy: A Millennial Perspective, OECD Development Centre, Paris; International Trade Statistics.

ИМПОРТЁР НОМЕР ДВА

Япония относительно бедна минеральными ресурсами. И хотя в стране есть уголь, нефть, газ и полиметаллические руды, существенная часть потребностей страны в минеральном сырье покрывается за счёт импорта. Основная проблема заключается в том, что большая часть полезных ископаемых сосредоточена в мелких залежах. Открыто свыше 200 небольших месторождений нефти и газа, в том числе 150 на северо-западе острова Хонсю и в акватории Японского моря на глубине до 3 км. Но их освоение нерентабельно. Поэтому на сегодняшний день страна является одним из основных импортёров углеводородного сырья в Северо-Восточной Азии. За счёт данных поставок обеспечивается 92% потребности в первичных энергоресурсах (см. рис. 1).

Рис. 1. Добыча и потребление жидких углеводородов в Японии, млн барр./сут



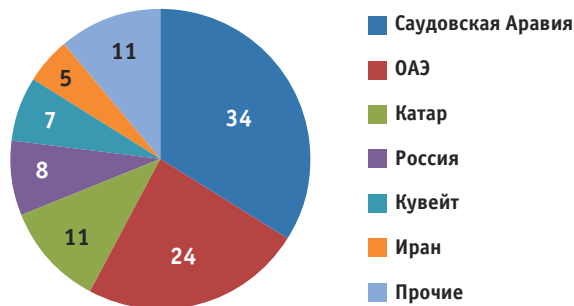
Источник: EIA.



Вплоть до 2004 г. нефтяной сектор Японии главным образом контролировался государственной корпорацией Japan National Oil Corporation (JNOC). Затем был создан ряд новых небольших компаний, которые также стали участвовать как во внутренних, так и внешних нефтяных проектах. На японский рынок были допущены зарубежные игроки: Chevron, BP, Shell, BHP Billiton и другие. С одной стороны, это способствовало усилению конкуренции внутри страны, а с другой – расширению возможностей японских компаний участвовать в зарубежных проектах по совместной разработке месторождений.

Вместе с тем, расширение импорта ископаемого топлива приводит к ряду негативных последствий: усилению зависимости от Ближнего Востока, росту цен на электроэнергию, увеличению объёмов выбросов парниковых газов, а также оттоку национального капитала.

Рис. 2. Поставщики нефти в Японию в 2014 г. *, %



* За 11 месяцев, с января по ноябрь.
Источник: EIA.

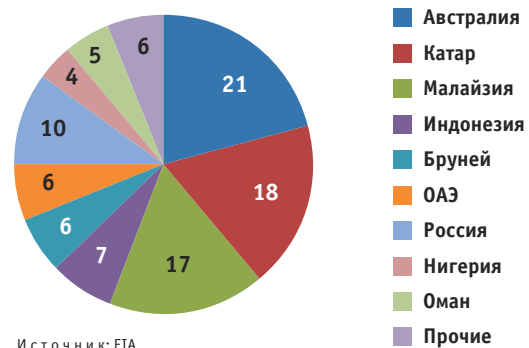
До 2002 г. Япония являлась вторым по объёмам импортёром нефти после США. А после того, как на это место вышел Китай, стала третьим. Географическая структура японского импорта нефти за 2000 годы не претерпела сильных изменений. Страны Персидского залива остаются доминирующими поставщиками данного сырья, они обеспечивают 92% закупок Японии (см. рис. 2). Причём правительство страны стремится удовлетворить около 40% потребностей в нефти за счёт зарубежной деятельности японских компаний. Большая часть проектов в настоящее время осуществляется в странах Персидского залива и Юго-Восточной Азии².



В последние годы при сокращении поставок из стран АТР (Индонезия, Китай, Австралия, Бруней и Вьетнам) и Африки (Судан и Нигерия) отмечается наращивание российского экспорта. Это обусловлено активной разработкой нефтегазовых месторождений на сахалинском шельфе с долевым участием японских компаний (проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2»)³. Росту поставок из РФ также способствовало окончание строительства нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (первая очередь – 2009 г., вторая – 2012 г.). В настоящее время Япония импортирует 7% российской нефти и 10% СПГ с «Сахалина-2» (поставки начались в марте 2009 г.).

Япония является крупнейшим в мире импортёром СПГ. В стране впервые задумались о диверсификации источников энергии в 1970 годы, когда в целях оказания политического давления на страны, поддерживающие Израиль, арабские государства отказались поставлять им нефть. Вследствие роста цен на этот ресурс японские власти и бизнес пришли к выво-

Рис. 3. Поставщики СПГ в Японию в 2014 г., %



Источник: EIA.

² Ступин В. В. Тенденции развития международной торговли нефтью в начале XXI века // Российский внешнеэкономический вестник. 2011. № 7. С. 99.

³ Там же.



ду о необходимости поиска альтернативных источников энергоресурсов. В результате были увеличены поставки СПГ. Однако это не стало оптимальным выходом. Во-первых, цены на газ имеют нефтяную привязку, то есть при росте цены на один ресурс, возрастает стоимость другого. Во-вторых, не снижается зависимость от небольшого числа государств-экспортёров, так как страны, поставляющие СПГ, зачастую ввозят и нефть (см. рис. 3).

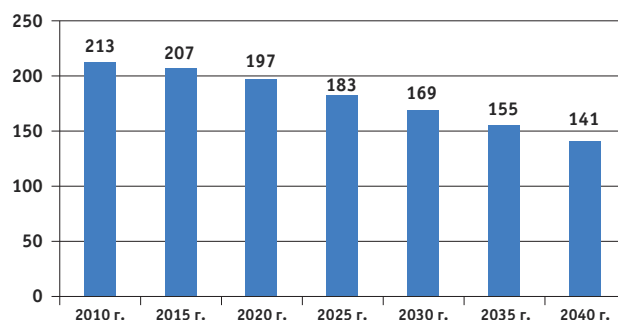
В последние годы при сокращении поставок из стран АТР (Индонезия, Китай, Австралия, Бруней и Вьетнам) и Африки (Судан и Нигерия) отмечается наращивание российского экспорта. Это обусловлено активной разработкой нефтегазовых месторождений на сахалинском шельфе с долевым участием японских компаний (проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2»).

Как полагает директор FACTS Global Energy (США) Томоко Хосое, доля природного газа в энергобалансе Японии в перспективе составит 30–35%, но при условии, что правительство будет поощрять масштабный импорт более дешёвого СПГ из США⁴.

Японские компании Sumitomo и Tokyo Gas ещё в 2012 г. заключили контракт, который будет действовать в течение 20 лет, на ежегодные закупки 2,3 млн т СПГ из Соединённых Штатов, с терминала Cove Point. Американский поставщик – компания Dominion Resources – должен организовать его отгрузку начиная с 2017 г. Для сжижения предполагается использовать газ, добываемый в рамках сланцевых проектов на северо-востоке США, участником которых является Sumitomo.

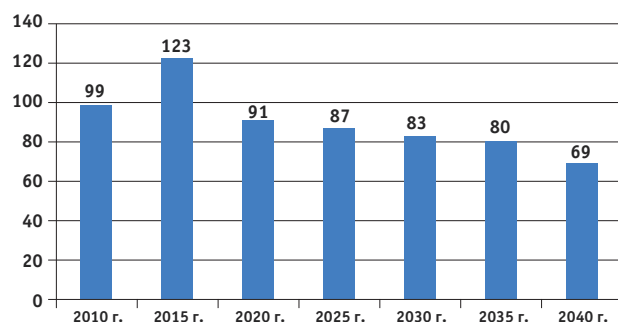
⁴ Хосое Т. Постфукусимская энергополитика // Oil & Gas Journal Russia. 2012. Июнь. С. 48–49.

Рис. 4. Прогноз потребления нефти в Японии, млн т (базовый сценарий)



И с т о ч н и к: Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г.

Рис. 5. Прогноз потребления газа в Японии, млрд м³ (базовый сценарий)



И с т о ч н и к: Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г.

Кроме того, группа японских компаний во главе с Mitsubishi и Mitsui объявила о вложении 6 млрд долларов в проект по производству и доставке СПГ из США и Канады. Экспортные терминалы будут созданы при содействии Sempra Energy в штате Луизиана и с участием Encana на западном побережье Канады⁵.

ПО ПУТИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Согласно «Прогнозу развития энергетики мира и России до 2040 г.», подготовленному в 2014 году Институтом энергетических исследований РАН и Аналитическим центром при Правительстве РФ, потребление нефти и газа в Японии в обозримой перспективе будет сокращаться (см. рис. 4 и рис. 5). Это обусловлено, во-первых, снижением спроса на электроэнергию вследствие уменьшения населения страны. А во-вторых, дальнейшим повышением энергоэффективности. Уже сейчас Страна восходящего солнца в этом плане занимает лидирующие позиции в мире. Отношение объёма потребления первичных энергоресурсов к ВВП у неё в 2 раза меньше, чем у США, в 10 – чем у КНР и Индии и в 20 – чем у России.

До недавнего времени значительную долю (около 30%) в структуре японского ТЭК занимала атомная энергетика. В стране работало 54 АЭС. Однако после аварии на станции «Фукусима-1» правительство взяло курс на закрытие АЭС и полный отказ от атомной энергии. В результате её доля в энергобалансе сократилась до 1% (см. рис. 6). Одновременно выросла зависимость Японии от импорта энергоносителей. В частности, поставки СПГ увели-

⁵ Caspian Energy. 2012. № 2 (71). С. 30.

Рис. 6. Структура энергобаланса Японии в 2013 г., %



чилились на 24%. И если в 2010 г. страна обеспечивала себя первичной энергией почти на 20%, то в 2012 г. – лишь на 6%⁶. А средняя цена электроэнергии выросла примерно на 20% для населения и на 30% для промышленности.

На прошедшем летом 2015 г. заседании подкомиссии Консультативного комитета по энергетической и ресурсной политике правительство Япо-

До недавнего времени значительную долю (около 30%) в структуре японского ТЭК занимала атомная энергетика. В стране работало 54 АЭС. Однако после аварии на станции «Фукусима-1» правительство взяло курс на закрытие АЭС и полный отказ от атомной энергии.

ся 40 годами. Если это предписание окажется выполненным, то доля атомной энергии в энергобалансе страны в 2030 г. будет менее 15%. Чтобы дотянуть до планируемых 20–22%, необходимо продлить сроки службы значительного числа станций более чем на 40 лет.

ЯПОНСКИЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ

В Японии большие надежды возлагают на газогидраты. Запасы месторождений, открытых на юго-восточном шельфе страны, оцениваются в 4 трлн м³. Крупнейшим из них является месторождение Нанкай, расположенное в Японском море, в 60 км от побережья, на глубине свыше 600 м. Это одна из первых разведанных залежей газогидратов в мире⁸. Её гидратонасыщенность составляет 40–80%, пористость – 20–30%. Если удастся решить очень серьёзные технологические проблемы, то широкомасштабная промышленная эксплуатация этих запасов обеспечит Японию надёжным источником энергии на многие годы.

В 2001 г. в стране была начата реализация программы по освоению газогидратов, рассчитанной до 2016 г. Её вторая фаза стартовала в 2009 г. Она осуществляется консорциумом МН21, в который вошли Японская национальная нефтегазовая и металлургическая корпорация (JOGMEC), Национальный институт передовой промышленной науки и технологии (AIST), Японская ассоциация инженерных достижений (ENAA) и Japan Petroleum Exploration

Company (JAPEX). Задача программы – создание к 2018 г. технологической основы для коммерческой добычи газа из гидратных залежей у берегов Японии. В феврале 2012 г. в 80 км к югу от полуострова Ацума была заложена первая скважина.

Если газогидратная эпопея увенчается успехом, это может привести к новой революции в мировой энергетике. Развивающиеся страны, формирующие основной спрос на углеводородное сырьё, получают доступ к огромным газовым ресурсам. В результате ведущим экспортёрам, включая Россию, придётся готовиться к новым вызовам.

Кроме того, в Японии ещё в 1990 годах началось использование ВИЭ, что в первую очередь связано с защитой окружающей среды и активизацией различных «зелёных» движений.

Рис. 7. Проект изменения структуры энергетики к 2030 г.



нии утвердило проект структуры энергетики к 2030 г.⁷ (см. рис. 7). Согласно ему, доля природного газа составит 27%, угля – 26%, возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – 22–24%, атомной энергии – 20–22%, нефти – всего 3%.

Однако полной ясности по поводу АЭС пока нет. Японское правительство выступает за их перезапуск при условии, что национальная комиссия по ядерной энергетике подтвердит их соответствие новым нормативным требованиям, которые гораздо жёстче, чем предыдущие.

Вместе с тем, после аварии на «Фукусиме» был принят закон, согласно которому срок эксплуатации АЭС ограничивает-

⁵ Caspian Energy. 2012. № 2 (71). С. 30.

⁶ Мелкоян И. Г. См.: <http://www.webeconomy.ru/index.php?page=cat&newsid=3150&type=news>

⁷ См.: <http://www.nippon.com/en/>

⁸ Подробнее см.: журнал «Бурение и нефть». 2011. № 12. С. 5.



В апреле 2014 г. правительство Японии утвердило новый Стратегический план в области энергетики. Согласно данному документу, формирование устойчивого энергобаланса возможно лишь при увеличении в нём доли нетрадиционных источников. К 2020 г. она должна достичь 13,5%, а к 2030 г. – 20%, что на 7% больше, чем было указано в плане 2010 г.¹¹

Развитию ВИЭ способствует политика поддержки науки и техники, проводимая в Японии. В настоящее время по сумме инвестиций в научные исследования Япония является третьей страной в мире. Они достигают 3% от ВВП, что является самым высоким показателем среди развитых государств. Причём доля расходов в объёмах финансирования научных исследований в Японии составляет всего 20%, это ниже, чем в западных странах. Зато большую роль в данном процессе играют частные предприятия.

Растёт и число научных работников. Если в 2007 г.¹² их было 1050 тыс. человек, то к 2020-му прогнозируется увеличение до 1,2 млн человек. В Японии в сфере НИОКР на условиях полной заня-

Япония занимает 3-е место (после Китая и США) по размеру инвестиций в ВИЭ (без учёта крупных гидроэлектростанций), 6-е – по общей мощности ВИЭ (31 ГВт), 5-е – по биоэнергетике, 3-е – по геотермальным источникам энергии (0,5%).

А после аварии на «Фукусиме» процесс внедрения ВИЭ заметно активизировался.

Япония занимает 3-е место (после Китая и США) по размеру инвестиций в ВИЭ (без учёта крупных гидроэлектростанций), 6-е место по общей мощности ВИЭ (31 ГВт), 5-е место по биоэнергетике, 3-е место по геотермальным источникам энергии (0,5%)⁹.

Достижению этих результатов способствовал ряд стимулирующих мер, принятых на государственном уровне. В частности, энергосбытовые компании обязаны закупать определённую часть энергии у электростанций, использующих возобновляемые источники. Были также введены система покупки излишней энергии у владельцев солнечных батарей¹⁰ и льготные тарифы на солнечную и ветровую энергию, благодаря чему доля ВИЭ в общей выработке электроэнергии к 2020 г. должна достичь 20%, а выбросы CO₂ – сократиться на 25%.

тости трудятся учёные и инженеры, количество которых уже в 2007 г. составляло 14,6% от мирового показателя. А доля страны в общем объёме мирового экспорта высокотехнологичных продуктов в 2008 г. достигала 6,4%. Страна также лидировала по количеству патентных заявок (с результатом 30,9%). В 2009 г. на Японию пришлось 11,8% общемировых затрат на НИОКР¹³. И сегодня Страна восходящего солнца стремится сохранить эти лидерские позиции.

Большое значение имеют также общественное мнение и региональная политика. Исследование, проведённое крупнейшей японской газетой Asahi Shimbun совместно с Университетом Хитоцубаши, показало, что около 80% муниципальных органов власти стремятся развивать на своих территориях воз-

¹¹ Там же.

¹² Цит. по: Thomson Reuters, Web of Science; Jonathan Adams, Christopher King, Nobuko Miyairi and David Pendlebury, Global Research Report: Japan, Thomson Reuters Global Research Report Series, 2010.

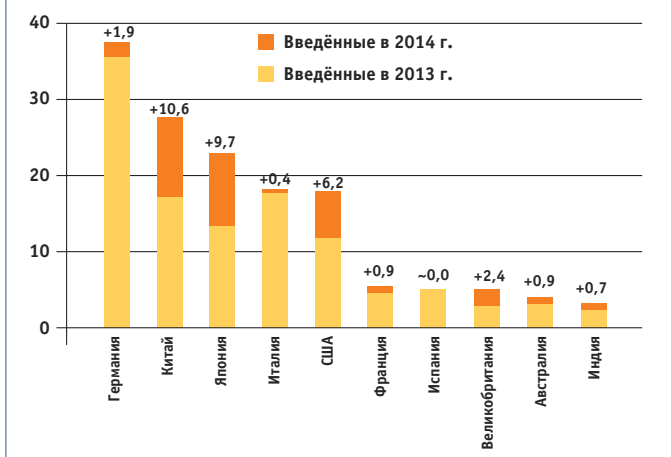
¹³ Sources: data for 1995–2008 were sourced from the World Bank, World Development Indicator 2010; data for 1980–1990 are the estimates by the author based on UN Comtrade Database, among which data for Russia 1980 and 1985 are estimates based on data for the former Soviet Union.

⁹ Renewables 2015 Global Status Report. См.: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>

¹⁰ Мелконян И. Г. См.: <http://www.webeconomy.ru/index.php?page=cat&newsid=3150&type=news>



Рис. 8. Топ-10 стран по мощностям солнечной энергетики, ГВт



обновляемые источники энергии, надеясь получить дополнительные доходы от внедрения новых технологий и оживить региональную экономику¹⁴.

Что касается отдельных видов ВИЭ, то наибольшие надежды связываются с солнечной энергетикой. Она начала развиваться в конце 1990-х. А после ввода системы покупки излишней энергии у домохозяйств (2009 г.) получила ещё большую популярность. Сейчас Япония занимает третье место в мире по объёму мощностей солнечной генерации (см. рис. 8).

Более 900 тыс. частных домов в стране оборудованы солнечными батареями, они обеспечивают 80% генерации солнечной электроэнергии. Уже анонсирована программа установки к 2030 г. солнечных панелей более чем на 10 млн крыш¹⁵.

Кроме того, на территории Японии функционируют около 40 крупных солнечных электростанций. С недавних пор солнечные батареи начали размещать на воде. Так, в городе Като (префектура Хёго) запущена крупнейшая на сегодняшний день плавучая электростанция (минимальная мощность – 3300 МВт • ч в год). Она состоит почти из 9 тыс. солнечных панелей, установленных на платформе, которая является полностью водонепроницаемой. В 2016 г. планируется ввести в эксплуатацию ещё одну плавучую солнечную электростанцию, которая разместится в море к востоку от Токио. Её мощности, согласно заявлениям производителя, хватит почти на 5 тыс. домохозяйств¹⁶.

Японские специалисты полагают, что к 2020 г. затраты на выработку солнечной электроэнергии составят одну треть от нынешнего уровня, а к 2030 г. – одну шестую.

Страна является крупным производителем солнечных батарей и модулей. Ещё несколько лет назад она занимала лидирующие позиции на данном рынке, однако сейчас японские компании оттеснены китайскими (на долю последних приходится 30,5% мирового рынка).

Значительным потенциалом обладает ветроэнергетика. К 2006 г. установленная мощность ветровых электростанций в Японии увеличилась на 30%. Однако с 2007 г. рост замедлился, несмотря на преференции со стороны государства. В 2012-м на ветровую энергию приходилось 10,8% всей сгенерированной возобновляемой энергии. Из 479 операторов, действовавших в стране в конце 2012 г., 393 располагали не более чем 5 генераторами¹⁷.

Самым старым ВИЭ является биоэнергетика (в частности, основанная на использовании древесины). Однако развитие данной отрасли затрудняет тот факт, что в Японии значительная часть материалов, пригодных для использования в качестве биомассы, находит иное применение. Так, 80% бумаги идёт на переработку, 30% пищевых отходов и 90% отходов жизнедеятельности домашнего скота служит в качестве удобрений, 90% отходов от строительной древесины также перерабатывается¹⁸.

Хотя Япония находится в сейсмически активной зоне, геотермальная энергетика здесь развита незначительно. В настоящий момент используется только 10% геотермальных ресурсов (по их объёму страна находится на третьем месте в мире). В 2011 г. в Японии действовало 19 геотермальных электростанций, 3 из которых имели мощность менее 1 МВт и ещё 6 – менее 13 МВт. В качестве преимуществ этого вида энергии следует назвать его стабильность и неподверженность сезонным или суточным перепадам.

Гидроэнергетика – единственный ВИЭ, который был широко распространён в Японии ещё в 1960 годы. Тогда было построено большинство мощных гидроэлектростанций. Несмотря на то что реки Японии не отличаются большой протяжённостью, гидроэнергетика – развитая отрасль, с помощью которой на данный момент вырабатывается 8,5% энергии.

Однако, несмотря на огромный потенциал, на пути развития возобновляемой энергетики в Японии есть много преград. В первую очередь это очень высокие цены на альтернативную энергию по сравнению с традиционной, что снижает её конкурентоспособность. Поэтому для распространения ВИЭ японскому правительству необходимо пересмотреть или ограничить действие ряда законов, препятствующих строительству новых электростанций или снижающих их рентабельность. ■

¹⁴ См.: http://ajw.asahi.com/article/sci_tech/environment/AJ201407220038

¹⁵ Лобовский И. М. Большие энергетические вызовы... // Академия энергетики. 2012. № 2 (46). С. 44.

¹⁶ См.: <http://greenevolution.ru/2015/06/30/yaponiya-postroit-plavuchie-solnechnye-ostrova/>

¹⁷ Там же.

¹⁸ Мелконян И. Г. См.: <http://www.webeconomy.ru/index.php?page=cat&newsid=3150&type=news>

Рождение профессионального праздника

Пятьдесят лет назад в нашей стране был установлен День работников нефтяной и газовой промышленности



Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Если зайти на страничку Википедии, то там можно прочитать, что в нашей стране профессиональный праздник работников нефтяной и газовой промышленности был установлен Указом Президиума Верховного Совета СССР «О праздничных и памятных датах» от 1 октября 1980 г. Однако в действительности он был учреждён на 15 лет раньше, а именно 28 августа 1965 г., когда был подписан Указ Президиума ВС СССР «Об установлении ежегодного праздника Всесоюзного Дня работников нефтяной и газовой промышленности». И его появление во многом связано с широкомасштабным освоением богатейших нефтегазовых месторождений Западной Сибири.

ВНЕ ЧЕРЕДЫ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ ПРАЗДНИКОВ

Традиция отмечать профессиональные праздники начала зарождаться в СССР в предвоенные годы, однако широкий размах всё же получила уже в послевоенное время. 28 июля 1936 г. постановлением ЦИК СССР был учреждён Всесоюзный день работников железнодорожного транспорта. Вначале для него не определили чёткой даты, и лишь 9 июля 1940 г. постановлением СНК СССР было решено отмечать его ежегодно в первое воскресенье августа. В последний военный год правительств учредило профессиональный праздник работников связи и радиовещания. В постановлении Совнаркома СССР от 4 мая 1945 г. сказано: «В ознаменование 50-летия со дня изобретения радио русским учёным А. С. Поповым, испол-

нящегося 7 мая 1945 г., СНК Союза ССР постановил: учитывая важнейшую роль радио в культурной и политической жизни населения и для обороны страны, в целях популяризации достижений отечественной науки и техники в области радио и поощрения радиолюбительства среди широких слоёв населения, установить 7 мая ежегодный День радио».

Через два года настал черёд и горной промышленности. 10 сентября 1947 г. был подписан Указ Президиума ВС СССР, в котором лаконично сказано: «Установить ежегодный праздник “День шахтёра”. “День шахтёра” праздновать ежегодно в последнее воскресенье августа месяца». Так советское правительство отметило важный вклад отечественных шахтёров в развитие экономики страны.

Прошло ещё восемь лет, и 6 сентября 1955 г. был принят Указ Президиума ВС СССР «Об установлении ежегодного праздника “День строителя”», который отмечается во второе воскресенье августа. Затем, 28 сентября 1957 г., указом Президиума Верховного Совета СССР был учреждён «День металлурга», отмечаемый в третье воскресенье июля. Вот только отечественные нефтяники и газовики продолжали оставаться без своего собственного профессионального праздника.

Лекция в Политехническом музее

25 января 1965 г. в Москве в переполненном Большом зале Политехнического музея состоялась лекция «Большая нефть Тюмени». Докладчиками были: председатель Государственного комитета по нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР Николай Байбаков и начальник Тюменского территориального геологического управления, Герой Социалистического труда Юрий Эрвье.

В начале своего доклада Николай Байбаков отметил, что 1960 годы стали периодом самого интенсивного развития и огромного подъёма нефтяной отрасли СССР. Если в 1950 г. было добыто 121,9 млн т нефти, то в 1960 г. – 148 млн т, а в 1964 г. – уже 223,3 млн т. Он также подчеркнул, что основной вклад в достижение этих показателей внесли нефтедобывающие предприятия, расположенные на территории РСФСР. Так, в 1964 г. в республике добыли более 183 млн т нефти, а доля Волго-Уральского района в этом объёме составила 162 млн т. В 1965 г. в РСФСР было запланировано получить более 196 млн т нефти. В то же время



Афиша лекции «Большая нефть Тюмени» (Москва, 25 января 1965 г.)



Председатель Государственного комитета по нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР Николай Байбаков (1911–2008)

Н. Байбаков напомнил, что в «Плане развития народного хозяйства РСФСР на 1964–1965 годы» сказано: «Форсировать работы по созданию новых крупных нефтедобывающих и газодобывающих районов, имея в виду ускорить промышленное освоение открытых высокоперспективных нефтяных и газовых месторождений в Тюменской и Пермской областях».

Поэтому особое внимание он уделил перспективам создания новой топливно-энергетической базы в Западной Сибири. Он отметил, что «нефтяная Тюмень» станет своего рода передовым плацдармом, где пройдут практически все технические новации в добыче, бурении и нефтегазовом строительстве. Ранее Николай Байбаков во главе группы ответственных работников правительства посетил Тюменскую область. Его целью было придать ускорение реализации постановления Совета министров СССР от 4 декабря 1963 «Об организации подготовительных работ по промышленному освоению открытых нефтяных и газовых месторождений и о дальнейшем развитии геологоразведочных работ в Тюменской области». На лекции он прозорливо сравнил грандиозность и значимость «великого освоения» углеводородных ресурсов Западной Сибири с послевоенной эпопеей освоения целинных и залежных земель и подчеркнул: «По очерёдности этот нефтеносный район образно называют “Третьим Баку”, но по значимости район является “Первым Баку»».

И действительно, даже первые результаты работы нефтяников впечатляли. По итогам 1964 г. в ходе только пробной эксплуатации Трёхозёрного, Усть-Балыкского и Мегионского месторождений страна впервые получила 209 тыс. т высококачественной западносибирской нефти. Именно столько успели перевезти речники на нефтеналивных судах за период короткой сибирской навигации. Николай Байбаков подчеркнул, что в конце 1965 г. запланировано завершение строительства магистрального нефтепровода Шаим – Тюмень длиной более 410 км, соединяющего нефтяные промыслы объединения «Тюменьнефтегаз» с железнодорожной станцией областного центра, и тогда счёт добытого «чёрного золота» пойдёт на миллионы тонн.

В своём выступлении начальник Тюменского территориального геологического управления Юрий Эрвье отметил, что открытие Западно-Сибирского нефтегазоносного района, запасы которого превосходят все, до сих пор известные в СССР, явилось крупнейшим событием в отечественной геологоразведочной практике, заслуживающим самой высокой оценки. Он напомнил, что 25 сентября 1959 г. на Мулымьинской структуре, на берегу таёжной речки Мулымки, вблизи таёжного посёлка Шаим, из скважины, пробуренной бригадой бурового мастера

Семёна Урусова, с глубины 1 тыс. 405 м был получен первый нефтяной приток. Дебит этой скважины оказался невелик, но главным было то, что нефть Западной Сибири наконец обрела своё реальное воплощение. А 21 июня 1960 г. мощный нефтяной фонтан из скважина Р-6 на той же Мулымьинской структуре ознаменовал открытие крупного Шаимского месторождения, окончательно доказав блестящие нефтяные перспективы Западной Сибири. В следующем году (1961-м) в полный голос заявили о себе ещё три крупных нефтеносных района. 21 марта из разведочной скважины № 1 получен мощный фонтан нефти с суточным дебитом 400 т. Скважина была пробурена бригадой бурового мастера Григория Норкина из Нижневартовской партии Сургутской геологоразведочной экспедиции недалеко от села Мегион. Новое месторождение получило название Мегионское. 15 октября на Мортымьинской площади, расположенной к северо-востоку от Шаимского месторождения, из скважины № 28, пробуренной бригадой Семёна Урусова, получен фонтан лёгкой нефти с суточным дебитом свыше 100 т. В тот же день на Усть-Балыкской площади (Сургутская экспедиция) из скважины № 62, пробуренной бригадой Евгения Войцеховича из Сургутской геологоразведочной экспедиции, забил фонтан дебитом свыше 200 т в сутки. А 27 сентября 1962 г. в Ямало-Ненецком автономном округе было открыто крупное Тазовское газовое месторождение, где только одна скважина Р-1 дала суточный дебит более 3 млн м³. В 1963 г. открыты Фёдоровское, Советско-Вартовское и Сальмское нефтяные месторождения, а в 1964 г. – Мамоновское и Правдинское нефтяные и Новый Порт газовое.

Далее Юрий Эрвье подчеркнул, что в 1964 г. трудовой коллектив Тюменского территориального геологического управления выполнил четыре годовых плана по приросту запасов нефти и природного газа, открыто 19 нефтяных и 21 газовое месторождение. В области работает 50 поисковых геологических и сейсморазведочных партий, в том числе 21 глубокого и структурного бурения. Численность коллектива разведчиков сибирских недр составила 6,5 тыс. человек. Внедрение в практику геофизических работ методов речной сейсморазведки и сейсмондирования позволило существенно повысить коэффициент успешности разведочного бурения. Если в 1959 г. удельный вес скважин продуктивных к общему числу пробу-



ренных составлял только 15%, то уже в начале 1965 г. этот показатель достиг 47%. Советское правительство дало высокую оценку активной и плодотворной работе геологоразведчиков. В апреле 1964 г. большой группе советских учёных и геологов была присуждена Ленинская премия «За обоснование перспектив нефтегазовосности Западно-Сибирской низменности».

После окончания лекции посыпались многочисленные вопросы от слушателей к докладчикам. Среди них был и такой: «Почему в стране до сих пор нет профессионального праздника нефтяников и газозавиков?»

После окончания лекции посыпались многочисленные вопросы от слушателей к докладчикам. Среди них был и такой: «Почему в стране до сих пор нет профессионального праздника нефтяников и газозавиков?» На это Николай Байбаков ответил, что широкомасштабное освоение углеводородных ресурсов Западной Си-

бири, несомненно, станет весомым аргументом для руководства страны по принятию решения об учреждении Всесоюзного праздника «День нефтяника и газозавика».

НА ВСЕСОЮЗНОМ СОВЕЩАНИИ

Через месяц вопрос о Дне нефтяника получил своё продолжение в кулуарах Всесоюзного совещания геологов, прошедшего в Москве 24–26 февраля 1965 года. Хотя это мероприятие и носило геологическое название, но в действительности его рамки оказались значительно шире. В его работе вместе с геологами приняли участие нефтяники, газозавики, а также руководители Госплана СССР, Совета народного хозяйства РСФСР, Государственного комитета нефтедобывающей промышленности, Государственного производственного комитета газовой промышленности, Государственного производственного

геологического комитета, Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, Академии наук, опытно-конструкторских бюро и других ведомственных и территориальных организаций.

В повестке дня был обозначен основной вопрос – «Итоги выполнения семилетнего плана развития минерально-сырьевой базы народного хозяйства СССР (1959–1965 гг.)». Однако по существу речь пошла о выработке дальнейшего направления развития отечественной нефтяной и газовой промышленности, текущем состоянии отрасли, территориальном размещении мощностей по добыче углеводородного сырья, совершенствовании отраслевой структуры управления и технической политике.

Проблеме стратегического развития НГК было посвящено выступление академика Дмитрия Наливкина, выдающегося учёного-геолога, председателя Межведомственного стратиграфического комитета АН СССР. Рассматривая перспективы воспроизводства сырьевой базы нефтегазовой промышленности, докладчик акцентировал внимание на вопросе, где же в ближайшем будущем станут добывать основные объёмы нефти. Он отметил, что потенциал месторождений Апшеронского полуострова фактически

В решении Всесоюзного совещания отмечено, что освоение нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири и последующий их ввод в промышленную эксплуатацию могут придать необходимое ускорение дальнейшему развитию экономики СССР.

исчерпан, а во «Втором Баку», Урало-Поволжском регионе, уже явственно обозначилась падающая динамика прироста добычи. Поэтому Д. Наливкин призвал «без раскачки» заниматься комплексным освоением недр Западной Сибири. И в то же время не упускать из виду громадные потенциальные возможности нефтеносных структур на континентальном шельфе Советского Союза.

С большим интересом участники совещания выслушали доклад председателя Государственного геологического комитета СССР Александра Сидоренко. Он подчеркнул, что открытие новых крупных нефтяных и газовых провинций, вовлечение в разработку новых нефтегазовых площадей и горизонтов в районах существующей добычи подтверждают высокую перспективность территории СССР. Особо он отметил результаты поиска в Западной Сибири: *«Здесь за шесть лет семилетки открыто более 50 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Практическое значение Западно-Сибирского нефтегазового бассейна, содержащего одну треть всех прогнозных запасов нефти страны, трудно переоценить. Он находится почти в географическом центре страны, его развитие может коренным образом улучшить обеспечение нефтью предприятий Сибири и Урала, а газовые месторождения – топливно-энергетический баланс северных, северо-западных и центральных районов европейской части СССР, оказав значительное влияние на дальнейшее развитие промышленности юга Западной Сибири».*

Поддерживая это утверждение, Николай Байбаков прямо заявил: *«Западная Сибирь – это наше спасение на дальнейшую перспективу. Но, наверное, было бы неплохо, если бы в Западной Сибири мы получили ещё и другие месторождения...»*

Заместитель председателя Государственного геологического комитета Валерий Игревский поддержал Н. Байбако-

ва: *«Открытие нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири является по существу только началом освоения этой новой громадной нефтеносной провинции».*

В выступлениях председателя Государственного производственного комитета по газовой промышленности СССР Алексея Кортунова, заместителя начальника Главного управления нефтяной и газовой промышленности СНХ РСФСР Гургена Ованесова, начальника Тюменского территориального геологического управления Юрия Эрвье также было одобрено стратегическое решение о формировании нового нефтегазового комплекса на основе ресурсного потенциала Западной Сибири.

В решении Всесоюзного совещания отмечено, что освоение нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири и последующий их ввод в промышленную эксплуатацию могут придать необходимое ускорение дальнейшему развитию экономики СССР.

ЗАПАДНОСИБИРСКИЙ ВЕКТОР АЛЕКСЕЯ КОСЫГИНА

Для советского правительства, возглавляемого с октября 1964 г. видным государственным деятелем Алексеем Косыгиным, было очевидно, что создание мощного топливно-энергетического комплекса в Западной Сибири имеет особое значение для народного хозяйства страны. Ещё в декабре 1962 г., будучи на посту первого заместителя председателя Совмина, он очень внимательно ознакомился с докладной запиской председателя Государственного комитета по топливной промышленности Николая Мельникова. В ней был сделан вывод о том, что в данном регионе *«имеются все геологические предпосылки для более быстрых темпов развития добычи нефти и газа».* На этом документе он поставил

Для советского правительства, возглавляемого с октября 1964 г. видным государственным деятелем Алексеем Косыгиным, было очевидно, что создание мощного топливно-энергетического комплекса в Западной Сибири имеет особое значение для народного хозяйства страны.



Председатель Совета Министров СССР Алексей Косыгин (1904–1980)

чёткую резолюцию, адресованную Совнархозу РСФСР, Госкомитету по топливной промышленности, Государственному производственному комитету по газовой промышленности и ряду других ведомств. Им предписывалось *«представить предложения»* о необходимых мерах для развития нефтедобывающей промышленности в Тюменской области.

Затем, 25 июля 1964 г., по его инициативе было принято постановление Совмина об образовании Государственной межведомственной комиссии при Госплане СССР по комплексному освоению Западно-Сибирской низменности. Ей предстояло стать научно-консультативным органом для советского правительства по вопросам эксплуатации углеводородных богатств региона.

Став во главе правительства, Алексей Косыгин пришёл к выводу о том, что необходимо создать в Западной Сибири мощную строительную организацию. В короткие сроки она должна заложить фундамент строительной индустрии – как для обустройства нефтяных и газовых месторождений, так и для развёртывания уникального в мировой практике градостроительства в сложных природно-климатических условиях на никем не обжитых территориях. В результате 6 февраля 1965 г. Косыгин подписал распоряжение Совмина о создании в Тюмени хозрасчётного территориального Главного управления по строительству предприятий нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири «Главтюменнефтегазстрой». 16 февраля 1965 г.

издан соответствующий приказ начальника Государственного производственно-комитета по газовой промышленности СССР. Начальником строительного главка был назначен опытный руководитель Алексей Барсуков, главным инженером – Юрий Баталин, ранее возглавлявший трест «Вашнефтепромстрой». В состав главка вошли строительные управления из Тюмени, Сургута, Нефтеюганска, Урая, Нижневартовска, преобразованные в нефтегазостроительные тресты.

Для осуществления широкомасштабной программы нефтегазового строительства в данном регионе потребовалось значительное число рабочих кадров, способных трудиться в необжитых местах, в сложных климатических условиях. И руководство страны вновь обратилось к авангарду советской молодёжи, комсомолу. 12 февраля 1965 г. Центральный комитет ВЛКСМ объявил комплекс работ по освоению нефтяных и газовых месторождений Тюменской области Всесоюзной ударной комсомольской стройкой. Впервые данный статус получил не какой-либо отдельный крупный строительный объект, а все стройки будущего топливно-энергетического комплекса Западной Сибири. Уже к концу года в область по комсомольским путёвкам прибыло несколько тысяч юношей и девушек, которые влились в состав комсомольско-молодёжных бригад для строительства ключевых нефтегазовых объектов.

12 июня 1965 г. Алексей Косыгин подписал постановление, в котором в том числе было сказано: «Учитывая большое государственное значение ускорения развития нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири, принять предложение об организации Главного Тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности (местонахождение – Тюмень) с непосредственным подчинением его Совету народного хозяйства РСФСР и о предоставлении этому Главному управлению прав Совета народного хозяйства экономического района». Вполне понятно, что подобный главк надо было создавать на базе уже функционирующего в области с января 1964 г. производственного объединения «Тюменьнефтегаз». Потребовалось ещё время для подготовки и принятия постановления Совета Министров РСФСР, которым Средне-Уральский Совнархоз был обязан передать вновь создаваемому «Главтюменьнефтегазу» «производственное управление “Тюменьнефтегаз” со всеми подчиненными ему предприятиями и



В субботу 28 августа 1965 г. председатель Президиума Верховного Совета СССР Анастас Микоян поставил свою подпись под следующим лаконичным текстом указа: «Президиум Верховного Совета СССР постановляет: Установить праздник “Всесоюзный день работников нефтяной и газовой промышленности”».

организациями». В начале сентября 1965 г. начальником Главного Тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности был назначен талантливый организатор производства Виктор Муравленко, бывший начальник Управления нефтяной промышленности Средне-Волжского совнархоза. К тому времени нефтяники и газовики страны всё-таки получили в подарок от советского правительства свой профессиональный праздник.

ПРАЗДНОВАНИЕ ПЕРВОГО ДНЯ НЕФТЯНИКА

Сегодня, пожалуй, невозможно назвать кого-либо одного из числа руководителей нефтегазовой отрасли, кто явился бы единоличным инициатором установления в нашей стране Дня работников нефтяной и газовой промышленности. Уверенно можно сказать, что данное предложение было выдвинуто при непосредственной поддержке председателя Государственного комитета по нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР Николая Байбакова, председателя Государственного производственного комитета по газовой промышленности Алексея Кортупова, председателя Государственного комитета по нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности при Госплане Виктора Фёдорова, начальника Главного управления нефтяной и газовой промышленности Совнархоза РСФСР Валентина Шашина, первого секретаря Тюменского обкома КПСС Бориса Щербины. Несомненно, что эту инициативу поддержали правительственные кураторы нефтегазовой отрасли, а именно сек-

ретарь ЦК КПСС Александр Рудаков, заместитель председателя Совмина СССР Михаил Ефремов, а также её одобрил глава советского правительства Алексей Косыгин.

В субботу 28 августа 1965 г. председатель Президиума Верховного Совета СССР Анастас Микоян поставил свою подпись под следующим лаконичным текстом указа: «Президиум Верховного Совета СССР постановляет: установить праздник “Всесоюзный день работников нефтяной и газовой промышленности”». “Всесоюзный день работников нефтяной и газовой промышленности” праздновать ежегодно в первое воскресенье сентября месяца». На следующий



Начальник Главного управления нефтяной и газовой промышленности Совнархоза РСФСР Валентин Шашин (1917–1977)

день данный указ был опубликован в центральной советской газете «Известия Советов депутатов трудящихся СССР».

Поскольку первый праздник пришёлся уже на 5 сентября, по команде из «Центра» в авральном порядке в отрасли начали готовиться к его проведению. И в подавляющем большинстве случаев это празднование свелось к организации в трудовых коллективах в субботу 4 сентября 1965 г. собраний партийного, профсоюзного и комсомольского актива, на которых был зачитан текст Указа Президиума Верховного Совета СССР и прозвучали выступления руководителей и рядовых тружеников о «готовности отдать все силы претворению в жизнь судьбоносных решений партии и правительства».

В тот же день в Москве, в Центральном театре Советской Армии, состоялось торжественное собрание, посвящённое первому празднованию профессионального отраслевого праздника. На нём сразу после оглашения «Приветствия ЦК КПСС и Совета Министров СССР» выступил Николай Байбаков. Начало его обстоятельного доклада было традиционным для того времени: «После Октябрьской революции, благодаря вниманию Коммунистической партии, советский народ по существу заново возродил нефтяную промышленность и вывел её на второе место в мире». Далее он подвёл итоги работы нефтегазового комплекса: «В текущем 1965 г. будет добыто около 243 млн т нефти и 130 млрд м³ природного и нефтяного газа. Объём добычи нефти по сравнению с 1958 г. возрос более чем в два раза, газа – более чем в 4,5 раза. Удельный вес нефти и газа в общем объёме добычи топлива в стране увеличился с 22% в 1953 г. до 51,7% в 1965 г., что дало народному хозяйству многие миллиарды рублей экономии... За годы семилетки ни одна отрасль топливной промышленности не развивалась такими бурными темпами, как газовая. Среднегодовой прирост добычи газа за этот период составил 24%».

После характеристики состояния геологоразведки и добычи в основных нефтеносных районах страны Байбаков дал высокую оценку труду западносибирских геологов: «Выдающимся подвигом



разведчиков является открытие в Западной Сибири крупнейшей нефтегазовой провинции и на её территории 32 нефтяных и 27 газовых месторождений, часть из которых уже введена в эксплуатацию».

Определённое место в его докладе было отведено и ударной работе нефтеперерабатывающей отрасли: «Значительных успехов достигли работники нефте-

Учреждение в нашей стране 50 лет назад профессионального праздника нефтяников и газовиков как нельзя более точно подчеркнуло всю значимость этих профессий и их возрастающую роль в национальной экономике. И в настоящее время День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности торжественно отмечают сотни тысяч человек.

перерабатывающей и нефтехимической промышленности. Систематически увеличиваются мощности нефтеперерабатывающих заводов, принимаются меры к улучшению качества продуктов, расширению их ассортимента. Объём переработки нефти возрос по сравнению с послевоенным 1946 г. в 10 раз. По объёму переработки нефти СССР занимает второе место в мире, уступая только США».

Байбаков также отметил и успешную работу специалистов трубопроводного транспорта и нефтебазового хозяйства: «Совершенствуется техника и техноло-

гия перекачки и хранения нефти и нефтепродуктов... Если на начало 1959 г. в стране эксплуатировалось 14,5 тыс. км нефтепроводов и продуктопроводов, то к 1965 г. их общая протяжённость достигла 27 тыс. км».

В качестве первоочередных задач для предприятий и организаций нефтегазовой отрасли он выделил следующие: «Наряду с увеличением добычи нефти и газа, прироста запасов, объёма буровых работ, перед работниками нефтяной и газовой промышленности стоит задача улучшения технико-экономических пока-

зателей. Совершенствование технологии добычи нефти и бурения скважин, автоматизация производственных процессов должны в предстоящем пятилетии обеспечить дальнейший рост производительности труда и снижение себестоимости продукции нефтяной и газовой промышленности».

В заключение Николай Байбаков подчеркнул: «Установление Всесоюзного дня работников нефтяной и газовой промышленности знаменует собой высокую оценку партией и правительством их труда. Это воодушевляет нефтяников и газовиков на новые трудовые подвиги, и они приложат все силы к тому, чтобы успешно выполнить те огромные задачи, которые поставлены перед ними XXII съездом КПСС».

После завершения торжественного заседания в Центральном театре Советской Армии состоялся праздничный концерт, в котором приняли участие популярные советские артисты балета, театра и эстрады.

Сегодня мы можем отметить, что учреждение в нашей стране 50 лет назад профессионального праздника нефтяников и газовиков как нельзя более точно подчеркнуло всю значимость этих профессий и их возрастающую роль в национальной экономике. И в настоящее время День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности торжественно отмечают сотни тысяч человек. Своим самоотверженным трудом они вносят достойный вклад в обеспечение стратегических интересов Российской Федерации, её энергетической безопасности, способствуют поступательному социально-экономическому развитию нашей страны. ■



Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков
в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



14 октября 2015 **НЕФТЕГАЗСЕРВИС** Нефтегазовый сервис в России

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



8 декабря 2015 **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ** Подряды на нефтегазовом шельфе

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



17 марта 2016 **НЕФТЕГАЗСНАБ** Снабжение в нефтегазовом комплексе

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



24 мая 2016 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ** Строительство в нефтегазовом комплексе

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



Сентябрь 2016 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА** Модернизация переработки нефти и газа

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

Новые встречи – новые возможности!

n-g-k.ru

РЕКЛАМА



Euro Petroleum Consultants

КОНФЕРЕНЦИИ 2016

www.europetro.com

SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS

РЕКЛАМА

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ НА 2016 год, ориентированных на рынок России и стран СНГ*

17 - 18 ФЕВРАЛЯ, ДУБАЙ

6-ой Саммит Руководителей Нефтегазовой Отрасли России и стран СНГ

Директор мероприятия: Наталия Алексова, Nataliya_Aleksova@europetro.com
Если Вы хотите выступить с докладом, пожалуйста, свяжитесь с директором мероприятия.

18 - 19 АПРЕЛЯ, МОСКВА

RPEF 2016

2-ой Форум России и стран СНГ по проектам и оборудованию

Директор мероприятия: Мария Зайцева, Maria_Zaytseva@europetro.com
Заявки на выступление принимаются до 5 октября 2015

20 - 21 АПРЕЛЯ, МОСКВА

Russia & CIS BBTC

11-ая Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков

Директор мероприятия: Мария Зайцева, Maria_Zaytseva@europetro.com
Заявки на выступление принимаются до 5 октября 2015

ИЮНЬ, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ**

RSF

2-ой Форум России и стран СНГ по промышленной безопасности

Директор мероприятия: Мария Зайцева, Maria_Zaytseva@europetro.com
Заявки на выступление принимаются до 11 декабря 2015

ИЮНЬ, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ**

Op-Ex Russia & CIS

3-я Конференция по операционной эффективности в нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической промышленности

Директор мероприятия: Марина Марчовска, Marina_Marchovska@europetro.com
Заявки на выступление принимаются до 11 декабря 2015

19-23 СЕНТЯБРЯ, МОСКВА

Неделя нефтепереработки и нефтехимии в Москве

GTCC

Газ и химия – технологическая конференция и выставка России и стран СНГ

RPTC

15-ая Конференция и выставка по технологиям нефтехимии России и стран СНГ

RRTC

16-ая Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ

Директор мероприятия: Мария Зайцева, Maria_Zaytseva@europetro.com
Заявки на выступление принимаются до 20 марта 2016

*Языки всех конференций - английский и русский. Синхронный перевод будет предоставлен.
**Будет подтверждено позднее

Для дополнительной информации: +359 2 427 22 05 / + 7 (495) 517 77 09