

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.neftgaz-expo.ru

12+

Нефть россии

Ноябрь –
декабрь
2015

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

www.neftrossii.ru

Западные санкции:
тест на прочность

Как предсказать нефтяные цены?

Нефтесервис в тисках кризиса

Тупики ресурсного национализма

Центральная Азия в поисках
инвестиций

НЕФТЬ РОССИИ № 11-12 2015

Как настроить «технологические часы» ТЭК

Реклама



На закате эры нефти

Войдёт ли 2015 год в историю как отправная точка нового вектора развития глобальной энергетики?

Валерий АНДРИАНОВ

Завершающийся год прошёл под знаком низких цен на нефть. Это стало тяжёлым испытанием и для отечественного НГК, и для всей российской экономики. Чего же нам ждать в наступающем 2016 году? Можно ли надеяться на то, что котировки «чёрного золота» вновь поползут вверх и вернуться если не к заоблачным показателям – 120–140 долларов, – то хотя бы к уровню 70–80 долларов? Большинство экспертов сходятся в том, что пока рассчитывать на это не стоит. Продолжающийся рост предложения сырья на фоне достаточно умеренного расширения потребления не сулит странам-производителям нефти ничего хорошего. При этом многие аналитики всё же надеются, что чуть позже, в 2017–2018 гг., наметится очередное повышение котировок. А в случае каких-либо серьёзных военных катаклизмов на Ближнем Востоке это может произойти и гораздо раньше.

Однако вполне возможно, что 2015 год войдёт в историю мировой нефтяной индустрии не просто как период плохой конъюнктуры, а как та точка, с которой начался закат эры нефти. В последнее время модно вспоминать изречение министра нефти Саудовской Аравии Ахмеда Заки Ямани о том, что «каменный век закончился не потому, что кончились камни». Мол, и время «чёрного золота» завершится, прежде чем последний баррель будет вычерпан из недр. Но при этом мало кто верит в то, что это может произойти уже буквально на наших глазах. А зря.

Как отмечает на страницах журнала заместитель директора Института энергетических исследований РАН профессор Юрий Плакиткин, в настоящее время существует большое количество методов прогнозирования развития ТЭК. Однако практически все они не учитывают циклический характер технологического развития. Действительно, в прошедшем периоде длительность технологического цикла достигала примерно 20–25 лет. В будущем же она, вероятно, составит 7–10 лет. То есть одна технологическая революция будет следовать за другой. Ближайшие из них возможны уже в 2019–2020 гг. – например, в сфере «пакетного» сжигания топлива на электростанциях и других энергоустановках, а также в области топливных элементов (см. статью «Правильно настроить “технологические часы”»). Это если и не приведёт к отказу от углеводородного сырья, то существенно сократит объёмы спроса на него.

Уже целые страны реально готовятся к наступлению «постуглеводородной» эпохи. Так, в Австрии 75% электроэнергии ныне генерируется благодаря ВИЭ. Правительство Дании ещё в конце 2011 г. утвердило программу, согласно которой к 2020 г. ветрогенераторы должны будут на 50% обеспечивать потребности страны в электроэнергии. А полный переход на ВИЭ запланирован к 2050 г. Однако, скорее всего, и первая, и вторая цели будут достигнуты гораздо раньше. Глава правительства Швеции Стефан Лоффе обещает сделать свою страну «одним из первых государств всеобщего благосостояния, преодолевших зависимость от ископаемых видов топлива».

По этому пути стремительно двигаются и такие крупнейшие импортёры углеводородов, как Китай и Индия, тем самым приближая конец эры нефти. Ранее китайское «экономическое чудо» было основано преимущественно на использовании ископаемых источников энергии. В результате за последние 10 лет в Поднебесной в два раза выросли выбросы углекислого газа. Но серьёзные проблемы с загрязнением воздуха и протесты населения привели к изменениям в государственной политике. Китай стал активно инвестировать в возобновляемые источники энергии (подробнее см. статью М. Кутузовой «Операция “декарбонизация”»).

Да и Россия не остаётся в стороне от этого процесса. Она вышла на одно из первых мест в мире по темпам снижения энергоёмкости экономики – на 33,4% в период с 2000-го по 2012 г. А к 2020 г. её планируется сократить ещё на 13,5%. В стране принимаются меры как для снижения энергетических потерь, так и для внедрения нового, более энергосберегающего оборудования. А в отдельных случаях происходит переход с угля и нефтепродуктов на возобновляемые источники энергии (см. статью «Третья беда России»).

По сути, отказ от ископаемых видов энергоносителей становится общемировой идеей. Это подтвердил и прошедший недавно в Париже Климатический саммит. Его участники подчеркнули приоритетность инвестиций в чистую энергетику. А промышленно развитые страны подтвердили ранее взятое на себя обязательство выделять 100 млрд долларов ежегодно до 2020 г. для сокращения выбросов парниковых газов и развития возобновляемых источников энергии. К 2025 г. для решения данной проблемы планируется разработать новую «дорожную карту» и обеспечить ещё более высокий уровень финансирования. Эти деньги пойдут на то, чтобы приблизить закат нефтяной эпохи (подробнее см. статью Ю. Лаврова «Глобальное потепление и политическое похолодание»).

В этих условиях прогнозы для России достаточно мрачны. Ведь речь идёт не о кратком периоде падения спроса и цен на её главные экспортные товары, а о смене трендов развития глобального ТЭК, что может обернуться для экономики нашей страны настоящим крахом. Следовательно, пока не поздно, надо готовиться к переменам и в первую очередь перестраивать свою психологию. «Влияние “ресурсного проклятия” на все стороны российской экономики многоаспектное. Последствия ощущаются как на макроэкономическом уровне, так и в экономической реальности каждого конкретного жителя нашей страны. Точка развилки, о которой так много говорят российские власти, наступила. Необходимы изменения в идеологии экономической политики страны, или мы превратимся в Венесуэлу. Но здесь вопрос даже не экономических, а политических решений: куда мы движемся дальше?» – отмечает академик РАН, первый заместитель директора ИМЭМО Наталья Иванова (см. статью «Мозговой штурм на фоне кризиса»).

Поэтому в наступающем году надо не сидеть сложа руки, ожидая благоприятной погоды (то есть повышения котировок «чёрного золота»), а наконец-то начинать задумываться о новых путях развития страны. В противном случае закат нефтяной эпохи и расцветшее вследствие этого «ресурсное проклятие» застанут нашу страну в нищете, «у разбитого корыта», рядом с ещё полными, но уже никому не нужными нефтегазовыми кладовыми. ■

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

**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)

**НЕФТЯНОЙ
СЕРВИС**

Журнал «Нефтяной сервис»
Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53537,
выдано 04.04.13 Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий и массовых
коммуникаций (Роскомнадзор)

Редационный 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 РАН, заместитель председателя
Центрального совета Всероссийского общества
охраны природы

Александр МАТВЕЙЧУК

К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работали:
Владимир АКРАМОВСКИЙ,
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА
Корректор Алла БАБИЧ

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

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 22.12.2015
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», МНПЗ, 2015.

**NOTA BENE****В. АНДРИАНОВ****На закате эры нефти**

Войдёт ли 2015 год в историю как отправная точка
нового вектора развития глобальной энергетики? **1**

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ**Ю. ПЛАКИТКИН,**

доктор экономических наук, профессор, академик
РАЕН, заместитель директора Института энергетиче-
ских исследований РАН

**Правильно настроить «техно-
логические часы»**

Прогнозирование долгосрочных тенденций инноваци-
онно-технологического развития ТЭК позволяет задать
ориентиры развития российской энергетики **4**

А. КОНОПЛЯНИК,

доктор экономических наук, советник генерального
директора ООО «Газпром экспорт», профессор
кафедры «Международный нефтегазовый бизнес»
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

**«Ножницы Кудрина»,
«серб Силуанова», что дальше?**

Нефтяным компаниям фактически предлагается
заплатить за неправильные действия или бездействие
российских властей и Центрального банка **10**

И. ПОМИНОВА,

заместитель начальника управления по стратегиче-
ским исследованиям в энергетике Аналитического
центра при Правительстве РФ

Тест на прочность

Насколько российские нефтегазовые компании
оказались устойчивыми к западным санкциям по итогам
первого года их действия? **16**

М. КУТУЗОВА**Мозговой штурм на фоне кризиса**

Российские и зарубежные эксперты пытаются
определить истоки нынешних кризисных явлений
в экономике и нащупать пути выхода из сложившейся
ситуации **22**

Т. САФОНОВА,

генеральный директор ООО «Независимое
аналитическое агентство нефтегазового сектора»
(«НААНС-МЕДИА»)

**Невесомые факторы
и падающие цены**

На котировки «чёрного золота» влияют не только
реальные события на мировом рынке, но и «информа-
ционный шум» **26**

**П. БОГОМОЛОВ,**

кандидат политических наук

**Плюсы и минусы ресурсного
национализма**

Добиваясь от нефтегазовых инвесторов прямой подот-
чётности перед правительствами развивающихся стран,
«третий мир», возможно, совершает ошибку **30**

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КИПМ

А. УСОВ,
партнёр, руководитель практики по работе с компа-
ниями нефтегазовой отрасли КИПМГ в России и СНГ
ВЕРС попутал

В ближайшем будущем расходы российских транснаци-
ональных нефтегазовых компаний, соответствующие на-
логовому законодательству, существенно возрастут **34**

А. УСОВ,

партнёр, руководитель практики по работе с компа-
ниями нефтегазовой отрасли КИПМГ в России и СНГ
Пальцем в небо

Как обеспечить достоверный прогноз цен на нефть для
целей расчёта экономического обесценения по между-
народным стандартам **38**

СЕРВИС**В. БОРИСОВ,**

президент Ассоциации нефтегазосервисных компа-
ний, генеральный директор ООО МП «ГеоИнТЭК

Нефтесервис в тисках кризиса

Негативные эффекты падения цен на нефть и введения
западных санкций усугубляются несовершенством госу-
дарственной политики в данной сфере **40**

**РЕСУРСЫ****М. КУТУЗОВА****Операция «декарбонизация»**

Мир переходит к низкоуглеродной экономике –
чем это чревато для России? **43**

А. ВАЛЕНТИНОВ**Третья беда России**

Повышение энергоэффективности и внедрение энерго-
сберегающих технологий становятся основной движу-
щей силой развития ТЭК **46**

ЭКОЛОГИЯ**Ю. ЛАВРОВ,**

наш собственный корреспондент в странах Бенилюкса

**Глобальное потепление
и политическое похолодание**

Решение проблем климата невозможно без смены пара-
дигмы экономического развития и тесного взаимодейст-
вия между всеми государствами **50**

МИРОВОЙ РЫНОК**И. БАГРАМЯН,**

ведущий специалист Института энергетики и финансов

**Центральная Азия в поисках
инвестиций**

Туркменистан, Казахстан и Узбекистан стремятся
привлечь из-за рубежа финансовые ресурсы, необходи-
мые для разработки собственных углеводородных
месторождений **54**

М. КУТУЗОВА**Битва за Иран**

После снятия санкций с ИРИ России придётся прило-
жить немало усилий для расширения своего присутствия
на рынке этой страны **62**

ГЕОЛОГИЯ**Геологоразведка в России:
драйверы роста и новые проекты**

Добывающие компании России и СНГ обсудили перспек-
тивы геологоразведки в нефтегазовой отрасли **67**

**ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ****Н. САЧКОВ,**

руководитель проектов

(«Центр изучения и оценки юридических
и экономических проблем системы промышленной
безопасности и охраны труда»)

По первому классу

Благодаря изменениям в законодательстве повышается
заинтересованность работодателя в своевременном
выявлении опасных факторов на производстве **68**

БЫЛОЕ**А. МАТВЕЙЧУК,**

кандидат исторических наук,

действительный член РАЕН

**Первый миллион тюменской
нефти**

Пятьдесят лет назад началась круглогодичная эксплуа-
тация нефтяных месторождений Западной Сибири **72**

Правильно настроить «технологические часы»

Прогнозирование долгосрочных тенденций инновационно-технологического развития ТЭК позволяет задать ориентиры развития российской энергетики

Юрий ПЛАКИТКИН,
доктор экономических наук,
профессор, академик РАЕН, заместитель
директора Института энергетических
исследований РАН

Известно, что посткризисное развитие экономики связано с фазой снижения энергоёмкости ВВП и соответственно с ростом энергоэффективности. Какие же технологии и, главное, когда будут поддерживать переход к новой энергоэффективной фазе? Но прежде чем дать характеристику портфеля возможных технологий, зададимся вопросом: а умеем ли мы прогнозировать в условиях интенсификации мирового инновационного процесса, предусматривающего в перспективе существенное уменьшение длительности технологических циклов (см. рис. 1)?



Учёт цикличности и «технологическое» время

В настоящее время существует большое количество методов прогнозирования развития ТЭК. Достаточно детальный их анализ приведён в книге автора настоящей статьи [8]. Однако практически все данные методы не учитывают циклический характер технологического развития и не основаны на использовании длинных временных рядов (100 и более лет).

Действительно, в прошедшем периоде длительность технологического цикла достигала примерно 20–25 лет [1]. В будущем же периоде она, вероятно, составит 7–10 лет. Отметим, что если взять прогнозный горизонт в 30 лет, то в по-

Представляется, что в период развития инновационного процесса в мировой экономике достоверные прогнозы можно получать на отрезке времени, не превышающем 5–10 лет. При прогнозном горизонте 20–30 или 40 лет невозможно получение достоверного результата без учёта цикличности глобального инновационного развития.

шлом прогнозный вектор имел возможность «вписаться» в технологический цикл. Однако при таком же прогнозном горизонте (30 лет), но в будущем периоде данный вектор уже не только не будет «вписываться» в технологический цикл. Он пересечёт сразу два или три цикла. Это означает, что результаты прогноза, выполненного без учёта цикличности, могут оказаться ложными. Фактически вместо прогноза можно получить «антипрогноз».

Представляется, что в период развития инновационного процесса в мировой экономике достоверные прогнозы

Рис. 1. Прогнозирование в условиях цикличности технологического развития

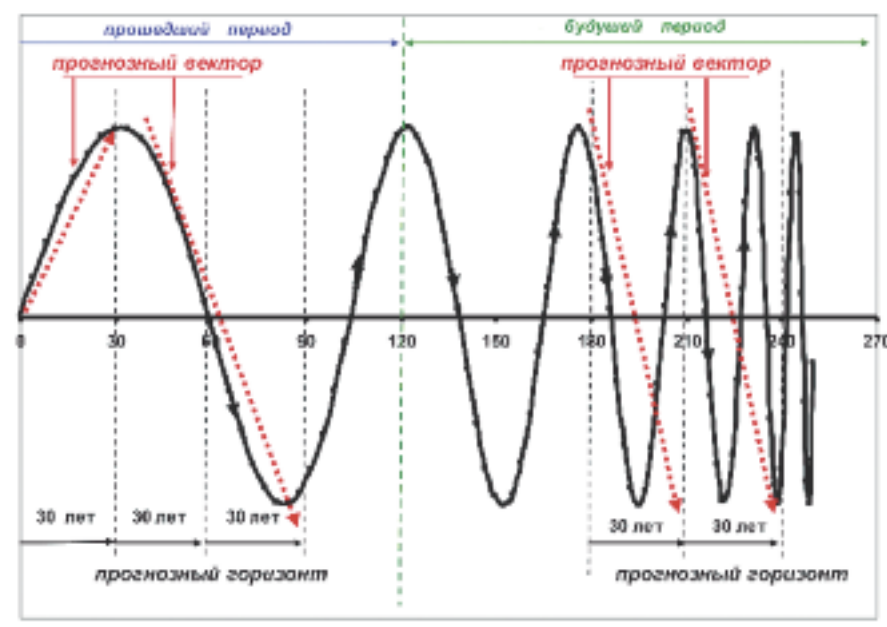


Рис. 2. Плотность технологического времени (жизненный цикл процесса = 30 лет)

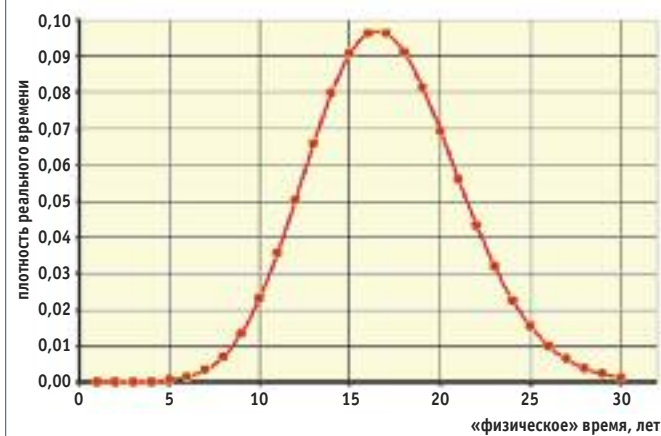
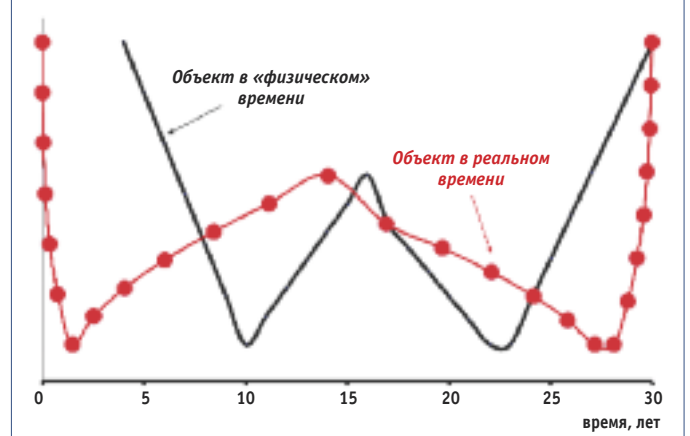


Рис. 3. Зеркало объектов («W»), прогнозируемых в реальном и «физическом» времени



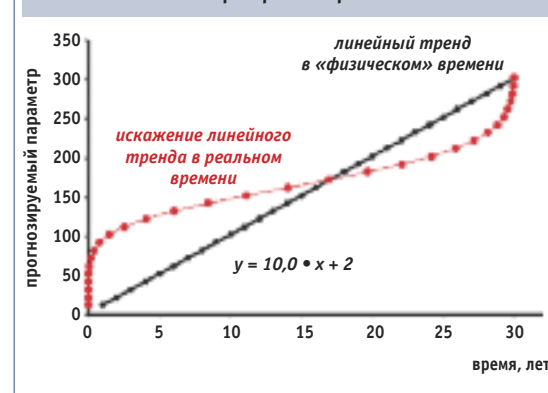
можно получать на отрезке времени, не превышающем 5–10 лет. При прогнозном горизонте 20–30 или 40 лет невозможно получение достоверного результата без учёта цикличности глобального инновационного развития. В связи с этим мы обратились к учению академика В. И. Вернадского о множестве времени. Вернадский считал, что помимо физического времени существует социальное, биологическое время и т. д. [9, 10]. Мы пришли к пониманию использования в дальнейших расчётах так называемого технологического времени. Оно отличается от физического наличием плотности, определяемой жизненным циклом соответствующего технологического процесса (см. рис. 2).

То обстоятельство, что время имеет плотность, мы постоянно ощущаем в нашей повседневной жизни. Иногда нам кажется, что оно «бежит слишком быстро», иногда, наоборот, – «тянется» слишком медленно. Наличие плотности времени может привести к прогнозным искажениям (см. рис. 3, 4). Так, объект в «физическом» времени выглядит как «W», а в технологическом как растянутая «W». Прогнозируя в «физическом» времени, мы думаем, что объект будет двигаться по линейной траектории, а на самом деле в технологическом времени эта траектория может быть криволинейной.

В процессе исследования долговременных тенденций развития отраслей ТЭК был использован фрактальный анализ плотности технологического времени.

Были выделены периодически повторяющиеся фракталы технологического

Рис. 4. Искажения при прогнозировании



лет), охватывающих весь «жизненный» цикл процессов добычи энергоресурсов. Эти циклы с достаточной точностью аппроксимировались зависимостью типа Пуассоновского распределения. Так, для угольной промышленности плотность технологического времени определялась по формуле:

$$r = \frac{29^t \cdot e^{-29}}{t}$$

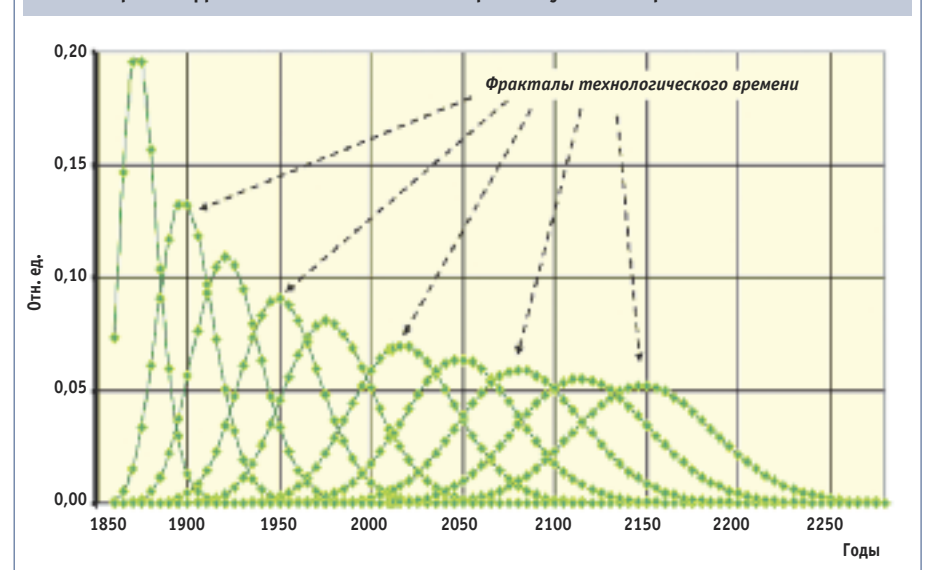
$$t = \frac{T - 1740}{10}$$

T – текущее время, год.

времени по угольной, газовой и нефтяной промышленности. Отметим, что все расчёты выполнялись с применением «длинных» временных рядов (150–200

В качестве примера на рис. 5 представлены результаты прогноза фракталов технологического времени по мировой угольной промышленности.

Рис. 5. Прогноз фракталов технологического времени угольной промышленности





Когда ждать добычных пиков?

Сумма полученных в процессе исследования фракталов с использованием «механизма их сжатия» позволила выполнить долгосрочный прогноз мировой добычи угля (см. рис. 6).

Отметим, что пик значений мировой добычи угля будет достигнут примерно в 25–30-х годах XXI века и составит около 6,2–6,3 млрд т у. т. После этого мировая добыча данного энергоресурса войдет в стадию системного снижения. Правда это снижение в ближайшие 50 лет не будет уж слишком большим. Так, в 2050 г. добыча по сравнению с самым высоким её значением упадет всего на 5%. В связи с этим, скорее всего, можно говорить о том, что до 2050 г. мировая угольная промышленность будет находиться на стабилизационной стадии развития.

В соответствии с выявленными и прогнозными фракталами технологического времени была сформирована долгосрочная динамика объемов добычи угля

Отметим, что достигнутое в настоящее время «пик» добычи нефти в России не является самым большим. Ещё в 1980 г. нефтяная промышленность СССР продемонстрировала более высокий показатель — примерно 770 млн т у. т. в год.

по России. Результаты проведенных расчетов свидетельствуют о том, что угольная промышленность РФ фактически вошла в стадию системного снижения добычи. Так, её прогнозный уровень в 2035 г. составит около 335 млн т. С учетом того, что в 2013 г. добыча равнялась 352 млн т, её ежегодное падение составит приблизительно 0,2%, или 1% за пятилетие. В 2090–2095 гг. объем добычи угля будет равен примерно половине от достигнутого в настоящее время. Все это свидетельствует о том, что в течение XXI века

уголь станет занимать значимую часть энергобаланса страны (см. рис. 7).

Представленные результаты свидетельствуют о том, что пик мировой добычи нефти уже фактически имел место и составил около 5,8–5,9 млрд т у. т.

Дальнейшая динамика объемов производства нефти носит характер системного снижения. Правда данное снижение не является критическим. Так, к 2050 г. оно составит примерно 40%. Это означает, что среднегодовое сокращение добычи сырья в период до 2050 г. не превысит 1–1,2%.

В соответствии с выявленными фактическими и прогнозными фракталами технологического времени была сформирована долгосрочная динамика добычи нефти по России (см. рис. 9).

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что производство нефти в России фактически «вышло на полку», за которой будет происходить небольшое снижение. Так, в 2030 году объем добычи нефти составит примерно 730 млн т у. т., что всего



на 1–1,5% ниже уровня 2012 г. Однако после 2035 г. сокращение может быть довольно значительным. Так, уже в 2035 г. добыча, вероятно, упадет на 5% по сравнению с 2012 г., а в 2050 г. — еще на 16%.

Отметим, что достигнутое в настоящее время «пик» добычи нефти в России не является самым большим. Ещё в 1980 г. нефтяная промышленность СССР продемонстрировала более высокий показатель — примерно 770 млн т у. т. в год. Однако в начале 2000-х в силу обстоятельств, связанных с распадом СССР, добыча резко упала — примерно до 400 млн т у. т., образовав в траектории своего движения своеобразное «седло». Напомним, что подобная траектория была характерна и для угольной промышленности Советского Союза. Это означает,

она соответствует среднегодовому темпу снижения примерно на 1–1,5%.

Автором настоящей статьи были проведены расчеты по оценке так называемых коэффициентов «материализации» фракталов времени газовой промышленности. Это позволило сформировать фракталы добычи газа, которые должны действовать в перспективном периоде. На основе этих фракталов сформирован долгосрочный прогноз добычи российского газа (см. рис. 11) [2–4].

Согласно расчетам, российская газовая отрасль стала интенсивно развиваться в 1960–1965 гг. В начале 90-х гг. XX века был достигнут её первый максимум. За 25 лет масштабы добычи увеличились примерно в 14 раз. Это означает, что отрасль росла очень интенсивными темпа-

ми — около 40–50% в год. В 2000-х она пережила падение объемов добычи. Впрочем, оно не было уж очень критическим, составив в среднем 10%.

В настоящее время, вероятнее всего, отрасль подошла к своему второму пределу. После него начнется фаза системного снижения добычи. Однако в период до 2030 г. оно не будет столь существенным.

К 2030 г. производство газа может снизиться на 6–7% по сравнению с нынешним уровнем. За пределами же этого периода системное падение может быть более значимым. Так, к 2050 г. добыча газа относительно 2030 г. может сократиться уже на 19–20%.

На основе использования технологического времени проведено моделирование интенсивности научно-техниче-

Рис. 10. Прогнозная динамика мировой добычи газа, млрд т у. т.

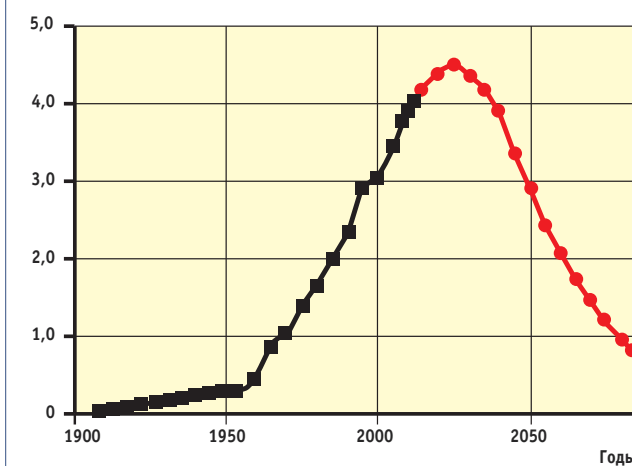
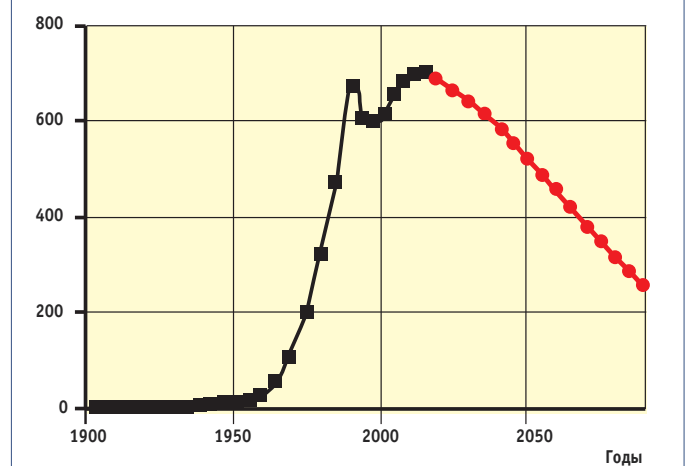


Рис. 11. Прогнозная динамика добычи российского газа, млн т у. т.

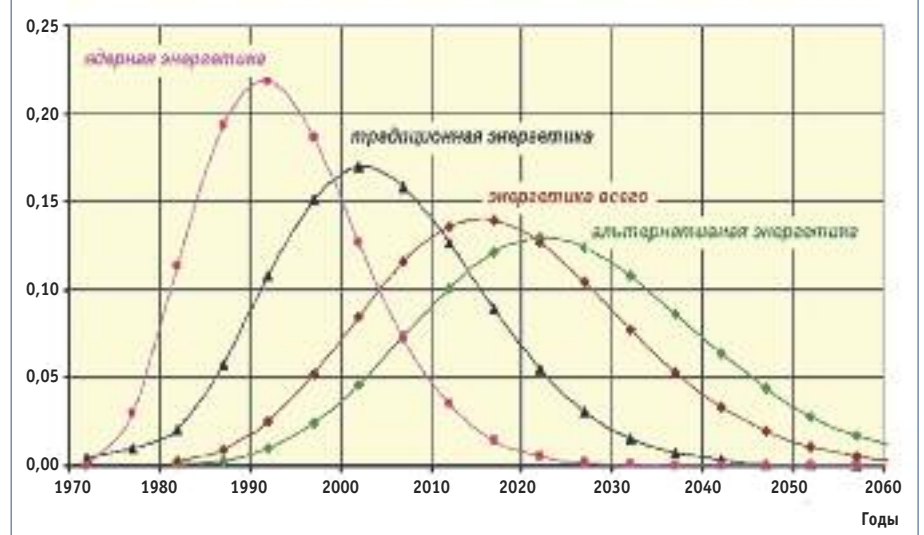


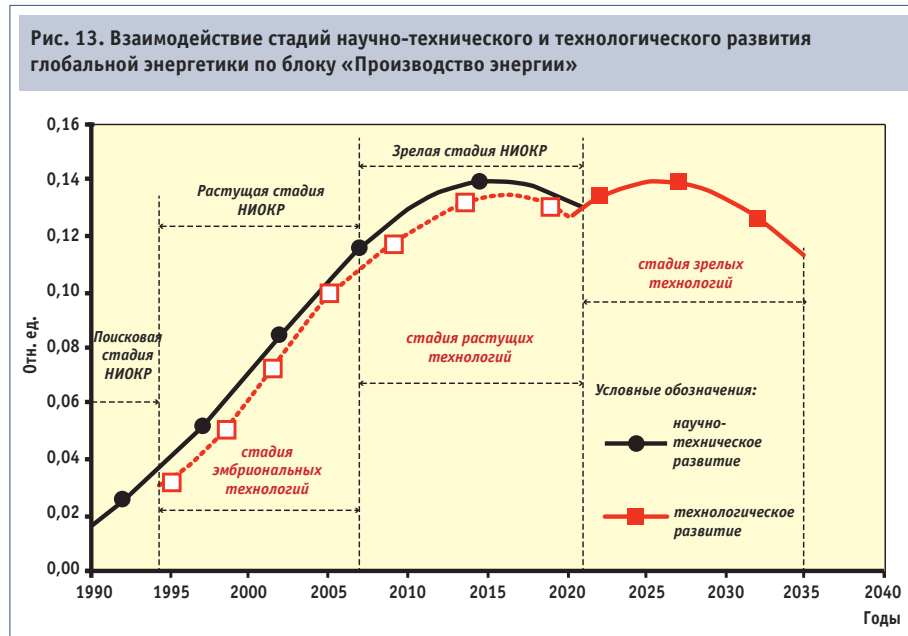
что и угольная, и нефтяная отрасли «пережили» в своем развитии общее системное воздействие [6–8].

Материализация технологического времени газовой промышленности позволила получить фракталы мировой добычи газа.

Суммирование фракталов добычи и дальнейшее их «сжатие» дали возможность сформировать прогнозную динамику мировой добычи газа (см. рис. 10). Проведенные расчеты свидетельствуют о том, что в ближайшие 10 лет производство газа станет увеличиваться. Это произойдет, скорее всего, в 2025–2030 гг., когда будет достигнут пик. После 2030 г. мировая добыча газа, впрочем, как нефти, так и угля войдет в коридор системного снижения. Так, к 2050 г. она уменьшится по сравнению с 2025 г. где-то на 36%. Учитывая 25-летний период времени, отметим, что это не очень большая величи-

Рис. 12. Результаты моделирования интенсивности научно-технического развития по укрупненным технологическим направлениям блока «Производство энергии»





ского развития по направлениям блока «Производство энергии» глобальной энергетики (см. рис. 12).

Полученные результаты свидетельствуют о том, что пик научно-технического развития ядерной энергетики пройден где-то в 1995 г. В целом традиционная энергетика, основанная на применении угля, нефти и газа, достигла пика интенсивности НТР примерно в 2002–2005 гг. А для альтернативной энергетики он будет пройден приблизительно в 2025–2030 гг.

В процессе исследования разработаны модели интенсивности научно-технического развития более чем по 20 направлениям глобальной энергетики, в том числе по 16 в сфере альтернативной энергетики. В итоге были сформированы соответствующие модели технологического развития [5, 8].

Фактически переход научно-технического развития в технологическое происходил по схеме, очень близкой к так называемой «гарвардской кривой». То есть соответствующие стадии НИОКР переходят в стадии технологического развития, включая стадию зрелого технологического развития, предусматривающую интенсивное промышленное освоение соответствующих технологий (см. рис. 13).

НА ПОРОГЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕВОЛЮЦИЙ

Данное моделирование позволило выделить стадии технологического развития по всем анализируемым направлениям глобальной энергетики. На рис. 14 в ка-

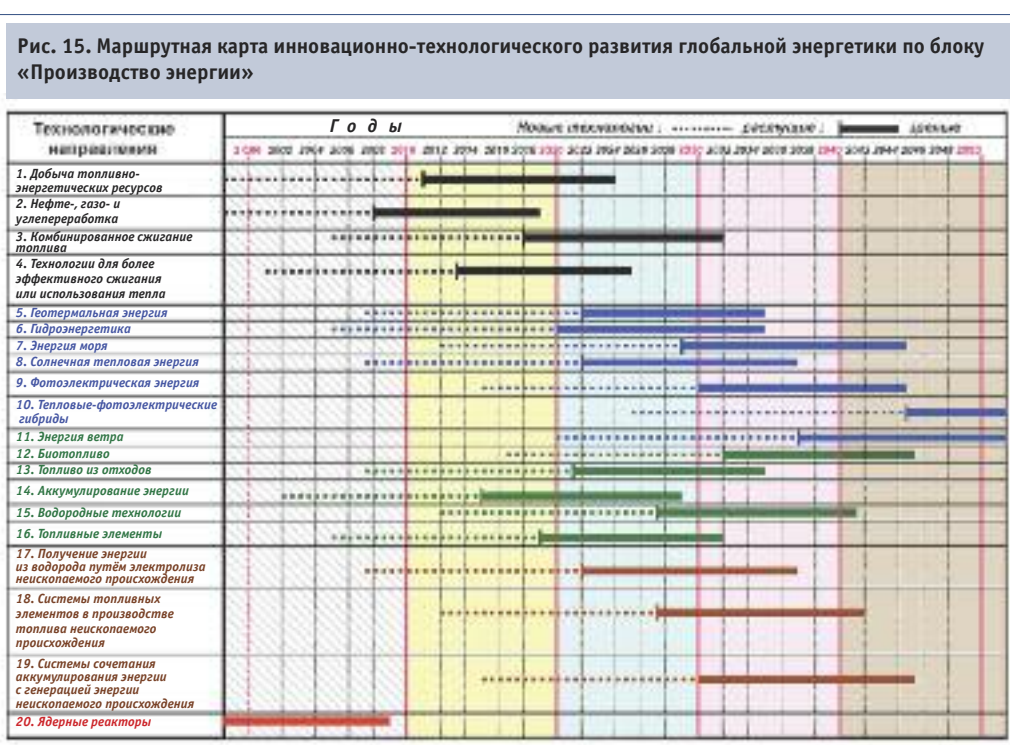
честве иллюстрации результатов расчета приведены стадии технологического развития по направлениям «Добыча топливно-энергетических ресурсов».

Представленные результаты свидетельствуют о том, что направление «Добыча ТЭР» в настоящее время находится на стадии зрелых технологий, то есть интенсивного промышленного освоения [6, 8]. Это позволило разработать маршрутную карту инновационно-технологического развития глобальной энергетики (см. рис. 15).



Результаты построения маршрутной карты свидетельствуют о том, что стадия промышленного освоения новых технологий в области добычи ТЭР, начавшаяся в 2011 г., продлится примерно до 2025 г. Вероятнее всего, основные научно-технические открытия в этой области уже состоялись. И в будущем надо переориентироваться на исследование других направлений. Например, ещё остались не до конца изученными такие сферы, как комбинированное сжигание топлива и технологии более эффективного сжигания. Зрелая стадия первого из приведённых направлений начнётся примерно в 2018–2019 гг. Ближе период промышленного освоения таких технологий, как «Топливные элементы», «Аккумуляирование энергии», «Топливо из отходов». Действительно, темпы роста транспортных средств с применением гибридных двигателей и двигателей на топливных элементах создают ощущение объективности полученных оценок [7].

Дольше всего придётся ждать начала стадии промышленного освоения таких технологий, как «Геотермальная энергия» (2022–2035 гг.), «Энергия моря» (2029–2045 гг.), «Фотоэлектрическая энергия» и т. д. Переход к стадии промышленного освоения новых технологий характеризуется началом их массового производства и использования в хозяйственном обороте. А переход от растущей к зрелой стадии промышленного



освоения можно назвать революцией в технологическом развитии экономики. В связи с этим на основе приведённой выше маршрутной карты инновационно-технологического развития построены так называемые «часы технологических революций» (см. рис. 16).

На циферблате этих часов размещены метки будущих технологических революций, которые должны состояться в глобальной энергетике. Первая метка ука-

зывает, что примерно в 2011 г. имела место революция в такой области, как «Добыча топливно-энергетических ресурсов». Вероятнее всего, в этом случае речь идёт о так называемой «сланцевой революции», приведшей к старту промышленного освоения технологий добычи сланцевого газа и сланцевой нефти. Примерно в 2019–2020 гг. состоится революция в области комбинированного сжигания топлива. Скорее всего, она будет свя-

зана с так называемым «пакетным» сжиганием топлива на электростанциях и других энергоустановках. Примерно в 2020 г. произойдёт технологическая революция в области топливных элементов.

Представленная маршрутная карта и «часы» технологических революций позволяют осуществлять долгосрочное планирование наиболее актуальных НИОКР. Более того, данные результаты должны быть интересны и бизнесу, который стремится диверсифицировать производство. Главная его задача – подстроиться под график мировых технологических преобразований. В противном случае он будет находиться в диссонансе с циклами мирового технологического прогресса.

Необходимо, чтобы положительные устремления бизнеса поддерживались государством. Поэтому нужно построить такую систему государственного регулирования (в том числе налогового), при которой у бизнеса появилась бы экономическая мотивация к реализации новых технологий в сроки, приведённые на маршрутной карте и «часах» технологических революций.

Литература

1. Платиткин Ю. А. Закономерности развития глобальной энергетики, движение будущих энергетических технологий // Сборник научных статей ИНИОН РАН. – М., 2012. С. 71–76.
2. Платиткин Ю. А. Экономика и глобальная энергетика: прогноз цен на главный энергоноситель // Энергетическая политика. 2012. № 5. С. 29–38.
3. Платиткин Ю. А. Цены на нефть: Перспектива падения возможна // Вестник РАН. 2013. № 1. Т. 13. С. 52–57.
4. Платиткин Ю. А. Ценовые парадигмы инновационно-технологического развития глобальной энергетики и экономики: выводы для России. – Сб. научных трудов «Россия: тенденции и перспективы развития». М.: ИНИОН РАН, 2013. Вып. 8. Ч. 1. С. 301–306.
5. Платиткин Ю. А. Глобальная энергетика и мировое инновационно-технологическое развитие // Neftegas. RU. 2013. № 3. С. 54–62.
6. Платиткин Ю. А. Монография: Инновационно-технологическое развитие и его воздействие на вектор развития глобальной энергетики // Уголь. 2013. 176 с.
7. Платиткин Ю. А. в соавторстве // Монография: «Мировая динамика. Закономерности. Перспективы» / М.: Издательство «КРАСАНД», 2013. С. 203–242.
8. Платиткин Ю. А. Цикличность инновационно-технологических процессов в глобальной энергетике, фракталы технологического времени и их применение при прогнозировании отраслей ТЭК мира и России // Сб. ИНЭИ РАН, 2014. 292 с., 146 илл.
9. Вернадский В. И. Проблема времени в современной науке // Изв. АН СССР, 7 серия. ОМОН, 1932. № 4.
10. Козырев И. А. / Избранные труды. Л.: Издательство Ленинградского университета, 1991.

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

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

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



В первой части данной статьи¹ отмечалось, что предложение по изменению формулы расчёта налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), анонсированное Минфином в середине сентября нынешнего года, вызвало резкую дискуссию в заинтересованных кругах. В итоге состоявшееся 28 сентября заседание Правительства РФ не одобрило данного предложения, и корректировку НДПИ удалось предотвратить. Однако маховик налоговых притязаний на доходы нефтяников продолжал раскручиваться. В частности, 6 октября министр финансов А. Силуанов выступил почти с «программной» статьёй в «Ведомостях»², в которой обосновал свой (сугубо фискальный) подход к налогообложению нефтегазовой отрасли.

БУХГАЛТЕРСКАЯ АРИФМЕТИКА ИЛИ ЭКОНОМИКА РАЗВИТИЯ

В своей статье в «Ведомостях» А. Силуанов предложил нормальный стандартный ведомственный краткосрочный бухгалтерский подход: взять по максимуму – здесь и сейчас – с тех, кто платит, платит и кому некуда деваться от любого налогового бремени. Поскольку они «закопали» свои деньги в землю (причём надолго, ибо инвестиционный цикл в нефтегазовой отрасли весьма длинный). А заодно обвинить их в том, что они пре-

пятствуют диверсификации российской экономики, то есть развитию иных – за пределами нефтегазовой – отраслей.

При этом Минфин подводит под дополнительное налогообложение как собственно «непредвиденные» доходы нефтегазовой отрасли (имевшие место в периоды роста мировых цен на нефть – 1970-е и 2000 годы), так и те её доходы, которые к «непредвиденным» никак не относятся, ибо они имеют рукотворный характер, а именно так называемую девальвационную прибыль от колебаний курса рубля к доллару.

В статье министра, как мне показалось, обосновываются два основных положения. Жаль, если ими действительно ограничиваются подходы к налогообложению нефтегазовой отрасли.

Первое – «необходимо вернуться к бытиям семилетней давности и вспомнить, почему произошло ... повышение» налогового вычета – необлагаемого в формулах НДПИ и экспортной пошлины уровня цены на нефть (до 2008 г. – 9 долл./барр., с 2008 г. по настоящее время – 15 долл./барр.). А дальше идёт описание бухгалтерской арифметики, связанной с колебаниями курса рубля к доллару, отражающими обратную корреля-

цию этого курса с динамикой цен на нефть в условиях недиверсифицированной российской экономики. Но «это – техническая сторона вопроса», пишет министр, то есть отнюдь не главное.

А что же главное? А это – второе его положение. «Главный вывод – увеличение валового объёма инвестиций в нефтяном секторе в текущих условиях становится прямым препятствием для процесса диверсификации экономики». Значит, нефтяники и газовики – одновременно и причина, и следствие недиверсифицированности экономики страны (читай: они виновны в том, что Россия не слезает с «нефтегазовой иглы»). И за то, и за другое их следует примерно наказать. Не напоминает ли: «ты виноват уж тем, что хочется мне кушать?»

Ну что ж, честнее не скажешь. Значит, опять нефтяники и газовики виноваты в рукотворных действиях (или бездействии) «партии и правительства», которые не ведут к повышению привлекательности российского инвестиционного климата за пределами нефтегазовой отрасли (необходимое условие для диверсификации), к увеличению эффективности расходования собранных, преимущественно за счёт нефти и газа, бюджетных средств (тогда, может, и собираемых денег будет хватать на всё?)³. За это им придётся в очередной раз заплатить из остающейся в их распоряжении части извлекаемой ими (и, по-видимому, кажущейся кому-то в руководстве страны неисчерпаемой) ресурсной ренты.

ДЛЯ УДОБСТВА МЫТАРЯ...

Для обсуждения «технической стороны» вопроса министр призывает обратить взор на семь лет назад. Предлагаю копнуть глубже. И прежде чем разб-

³ Последнее, кстати, признаёт и сам министр финансов, заявивший, что «без серьёзного пересмотра подходов к формированию расходных обязательств мы видим, что нам не пройти следующую трёхлетку» (Папченкова М. Почему бюджет будет сводить за счёт нефтяников // Ведомости. 2015. 21 сентября. См.: <http://www.vedomosti.ru/opinion/quotes/2015/09/22/609641-rochemu-byudzheta-budut-svodit-za-schet-neftyanykov>; статья опубликована в № 3922 от 22.09.2015 г. под заголовком: «Цитата недели»).

Табл. 2. Эволюция статьи 12 Закона «О недрах» – постепенный отход от множественности инвестиционных режимов недропользования в стране

Текст статьи в соответствующей редакции закона	Комментарии
Закон РФ от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» Статья 12. Содержание лицензии (...) Лицензия на право пользования недрами закрепляет перечисленные условия и форму договорных отношений недропользования, в том числе на условиях концессии, договора о разделе продукции, контракта на предоставление услуг (с риском и без риска), а также может дополняться иными условиями, не противоречащими настоящему Закону.	В первой принятой Госдумой версии закона все инвестиционные режимы недропользования в стране (с риском и/или без риска) существуют на равных.
Закон № 27-ФЗ от 3 марта 1995 г. «О внесении изменений и дополнений в Закон РФ «О недрах» Статья 12. Содержание лицензии на пользование недрами (...) Лицензия на пользование недрами закрепляет перечисленные условия и форму договорных отношений недропользования, в том числе договора на условиях раздела продукции, контракта на предоставление услуг (с риском и без риска), а также может дополняться иными условиями, не противоречащими настоящему Закону.	Пропало упоминание о концессионном режиме. Законопроект «О концессиях» в его второй версии (1994–1995 гг.), внесённый в Госдуму в пакете с проектом Закона «О соглашениях о разделе продукции» во исполнение концепции о множественности инвестиционных режимов недропользования в России, не был поддержан в первом чтении и надолго отложен (*).
Закон РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 (ред. от 29.12.2014 г.) «О недрах» Статья 12. Содержание лицензии на пользование недрами (...) Лицензия на пользование недрами закрепляет перечисленные условия и форму договорных отношений недропользования, в том числе контракта на предоставление услуг (с риском и без риска), а также может дополняться иными условиями, не противоречащими настоящему Закону. (...) Лицензия на пользование недрами на условиях соглашений о разделе продукции должна содержать соответствующие данные и условия, предусмотренные указанным соглашением. (...)	Статья переформулирована. Упоминание о режиме СРП в ней сохранено, так как в стране действуют 3 СРП. Однако практическое применение новых СРП после принятия в 2003 г. Закона 65-ФЗ (о внесении дополнения в часть вторую Налогового кодекса РФ) стало практически невозможным.

* В первую очередь голосовала «против» концессионного законопроекта фракция КПРФ, которая усмотрела в нём признаки предлагаемой колонизации/«банализации» страны (аргумент: «концессии – это-де наследие проклятого колониального прошлого»). Видимо, более специальный термин «соглашения о разделе продукции» (СРП) был коммунистам незнаком и не вызвал у них столь яростного противодействия, как закон концессионный. Не спало даже обращение к истории постреволюционной России, отсылки к ленинскому декрету «О концессиях» 1918 г. и к ленинской политике концессий в целом, включая подготовленные (но не реализованные) нефтяные концессии в Баку и Грозном (хотя акции компаний-акционеров широко торговались на Западе) и т. п.¹ После этого Правительство РФ тут же внесло инициативу, которую немедленно поддержала Госдума, о корректировке ст. 12 закона «О недрах» и об изъятии из неё упоминания о концессионной форме недропользования. Только в 2006 г. уже новый (в третьей редакции) Закон «О концессиях» был принят и вступил в силу, но без их распространения на сферу недропользования. Поэтому соответствующие «обратные» изменения в закон «О недрах» внесены не были. В это время в стране реализовывалась на практике модель единого инвестиционного режима в недропользовании с унифицированной системой налогообложения для всех объектов недропользования.

¹ Автору уже приходилось писать на тему о двойственном отношении к концессиям в постреволюционной и постсоветской России (см., например: Конопляник А. Концессионная политика: альтернативный вариант // Коммерсантъ. 1990. № 2. С. 16.)

рять бухгалтерскую арифметику, вернуться к событиям 12–14-летней давности и посмотреть, что предшествовало данному «повышению» в пользу нефтяников «налогового вычета». Ибо существует причинно-следственная связь между двумя событиями. А предшествовала им налоговая реформа для «нефтянки» образца 2001–2003 гг. Она включала в себя принятие законов 126-ФЗ от 2001 г. (о введении НДПИ) и 65-ФЗ от 2003 г. (о внесении дополнения в часть вторую Налогового кодекса РФ... де-факто – об «убийении» режима СРП и множественности режимов недропользования в стране). И так, вопрос в том, что брать за точку отсчёта.

Ст. 12 Закона «О недрах» (в его первой версии от 21.02.1992 г.), которым в России было введено срочное и возмездное пользование принадлежащими государ-

ству недрами, закрепила положение о множественности инвестиционных режимов недропользования (см. табл. 2). Она устанавливала возможность правоотношений между государством-собственником недр и инвестором-недропользователем на основе:

- лицензии (административное право плюс унифицированная система налогообложения);
- концессии (гражданское право плюс унифицированная система налогообложения);
- СРП (гражданское право плюс индивидуализированная – от проекта к проекту и внутри каждого проекта в рамках его жизненного цикла – система налогообложения)
- вариации вышеперечисленных вариантов (например, лицензионная/концессионная система с изъятиями, за

счёт которых для отдельных районов добычи, отдельных групп месторождений и т. п. государство может устанавливать иную – обычно пониженную – планку налогообложения).

Конкуренция между данными инвестиционными режимами давала бы возможность российским и иностранным компаниям выбирать, голосуя собственными деньгами, наиболее эффективный из них (в терминах «дисконтированные затраты – риски – выгоды»). А государству – понимать, какой из режимов требует дальнейшего совершенствования для повышения его привлекательности в целях поощрения и защиты инвестиций и расширения тем самым базы налогообложения в стране со всеми вытекающими положительными прямыми, косвенными и мультипликативными эффектами (см. рис. 4).

Рис. 4. Матрица инвестиционных режимов недропользования в России (историческое предложение автора)



Закон 65-ФЗ был, наоборот, направлен на отказ от множественности инвестиционных режимов путём фактического запрета на применение в стране легализованного к тому времени Законом «О соглашениях о разделе продукции» (1996 г.) инвестиционно привлекательного режима СРП – альтернативного лицензионному. Комитет по недропользованию Госдумы в 1997 г., в период разработки подзаконных актов к Закону «О СРП», провёл опрос нефтегазовых компаний с целью выяснить, какое количество инвестиционных проектов (действующих или потенциальных) они хотели бы реализовать на условиях СРП. И их общий список превысил 250. В том числе компании выразили желание перевести значительную часть действующих лицензионных соглашений на СРП. Ужаснулись сначала налоговые ведомства, а затем и тогдашнее Минэкономразвития, которому в 2000 г. были переданы функции уполномоченного государственного органа по СРП. Где взять такое количество высококвалифицированных государственных специалистов для проведения переговоров с компаниями – потенциальными недропользователями по определению и закреплению в СРП пропорций распределения монетизируемой ресурсной ренты? Ведь данные пропорции должны быть оптимальны для обеих сторон, а значит, индивидуальны для каждого инвестиционного проекта...

Поэтому при выборе между эффективностью распределения ресурсной ренты (что обеспечивается только индивидуализированной системой налогообложения)

и простотой налогового администрирования сделали ставку на второй путь. Был введён НДС с плоской шкалой со всеми его плюсами для налогового ведомства (простота расчёта и удобство для мытаря) и минусами для страны. Ибо режим НДС – это инвестиционно-запретительный налоговый режим, ведущий к форсированной отработке лучших и к отказу от освоения средних и мелких месторождений (экономика которых хуже из-за «антиэффекта масштаба») и приводящий в результате к более раннему прекращению рентабельной разработки месторождений⁴ (см. рис. 5). Опять возобладали не долгосрочные интересы государства (для реализации которых надо было, помимо прочего, начать заниматься подготовкой специалистов, в том числе грамотных переговорщиков), а краткосрочные интересы отдельных ведомств.

Унифицированная система, в основе которой лежит НДС с плоской шкалой, устанавливает единую планку оборотного (то есть с валовой выручки) налога вне зависимости от:

- индивидуальных характеристик инвестиционных проектов с различными горно-геологическими и природно-климатическими условиями (то есть с разными количественными параметрами дифференциальной ренты 1 и 2 – по «плодородию» и «по местоположению», если вспомнить старину Маркса);
- динамики движения финансовых средств (дисконтированных денежных

⁴ Конопляник А. Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СРП, концессии) и их последствия для инвесторов. – М.: «Олита», 2002. – 217 с.

потоков – затрат и выручки) в ходе разработки месторождения, то есть без учёта разнонаправленной динамики и масштабов, расположения пиков, протяжённости кривых затрат и выручки при освоении любого нефтегазового месторождения или проекта, состоящего из группы месторождений.

Это бухгалтерская арифметика, чисто бухгалтерский подход, при котором облагается налогом валовый доход корпорации (точка отсчёта – средняя температура по больнице).

УБРАТЬ КОНКУРЕНТА...

Но был и второй срез проблемы – отказ российских нефтяных компаний от поддержки режима СРП в начале 2000 годов. В 1990 годы, на этапе низких цен на нефть с неустойчивой динамикой, они активно поддерживали СРП, ибо те давали им возможность оптимизировать налоговое бремя в ходе переговоров с принимающим государством (в 1997–1998 гг. сумма издержек и налогов в среднем по отрасли превышала валовую выручку компаний)⁵. Однако начавшийся на заре 2000-х рост цен на нефть дал компаниям возможность рассчитывать, что дополнительная ценовая рента (windfall profits) компенсирует издержки неэффективности унифицированной налоговой системы лицензионного недропользования – и той, которая предшествовала НДС, и системы на основе НДС, – то есть что неоптимальность распределения ресурсной ренты будет компенсирована увеличением непредвиденных доходов компаний за счёт повышения цен на нефть, которые, однако, впоследствии были срезаны «ножницами Кудрина».

В выигрыше от введения НДС с плоской шкалой оказались лишь компании с лучшими – крупными, на ранних стадиях добычи – месторождениями (см. рис. 5). Поэтому главным противником СРП и бенефициаром НДС выступали тогдашние компании «ЮКОС» и «Сибнефть». Идеологом борьбы против СРП (под неафишируемым лозунгом «убрать конкурента»⁶) был тогдашний глава «ЮКОСа» М. Ходорковский, молчаливо поддерживаемый многими нефтяниками⁷. Ведь СРП давал возможность иностранным нефтяным компаниям

⁵ Министерство топлива и энергетики РФ. Основные концептуальные положения развития нефтегазового комплекса России // Нефтегазовая вертикаль. 2000. № 1 (специальный выпуск). 113 с.

⁶ Конопляник А. Спор про СРП: Убрать конкурента // Ведомости. 2003. 17 марта. С. 4.

⁷ Конопляник А. Политика российских компаний в отношении СРП // Нефть России. 2002. № 9. С. 32–34.

напрямую вкладываться в реализацию добычных проектов в РФ на условиях проектного финансирования (например, «Сахалин-2»), а не через покупку акций российских компаний (акционерное финансирование). И они предпочли воспользоваться данным механизмом, дабы минимизировать транзакционные риски и издержки. Но если нет режима СРП, то нет и иного (альтернативного) пути получить доступ к российским недрам, кроме как через вхо-

жих мероприятий, которые спонсировались главным оппонентом СРП, таких как выставка в стиле Кукурыников «Художники против СРП» в здании Госдумы в период обсуждения и принятия закона 65-ФЗ. Проводились также широкомасштабные пропагандистские кампании в ключевых деловых СМИ. Например, одновременная публикация картинки на всю газетную полосу с тремя картами, озаглавленными «СССР, РФ, СРП», на которых Советский

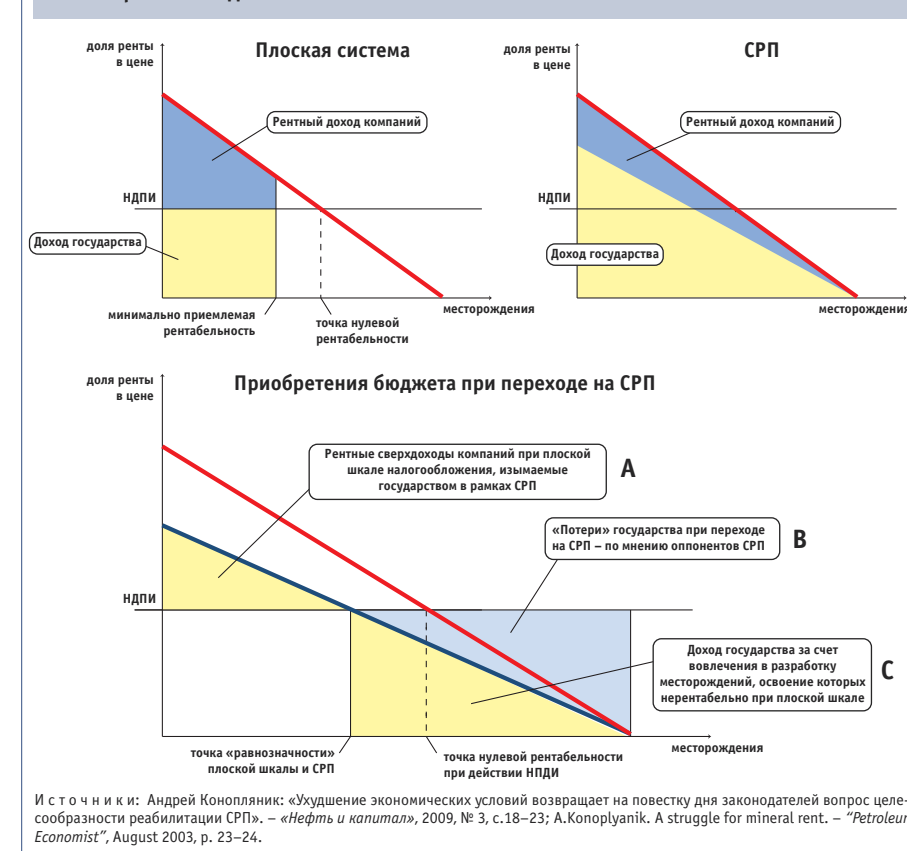
расти, – государство, ведомое тогдашним Минфином, предпочло двигаться не по более эффективному в долгосрочном плане для страны пути, а по тому, который легче и проще для налогового ведомства здесь и сейчас. А ведь ещё в 1990-е были подготовлены альтернативные НДС предложения. Они ориентировались на расширение базы нефтяного налогообложения, повышение степени его гибкости, обеспечение дифференциации, учитывающей неравномерность размещения ресурсов в недрах и разный уровень ресурсной ренты, генерируемой и монетизируемой на разных стадиях реализации нефтедобывающего проекта и/или в разных таких проектах. Сошлось лишь на некоторые⁹.

Сегодняшнее предложение о переходе на налогообложение по финансовому результату, по сути, является модификацией «налога на дополнительный доход». Глава Налогового кодекса, устанавливающая НДС, была принята Госдумой в первом чтении в 1998 г. и затем заморожена. Тогда же подготовили законопроект о передаче права принятия решений о доступе к недрам для мелких месторождений региональным властям. Их самостоятельность в данном вопросе не только расширила бы базу налогообложения в стране, но и повысила бы экономическую устойчивость регионов, предоставив им возможность самим зарабатывать как за счёт нефтяных доходов, так и благодаря преимущественно региональной локализации затрат, а значит, генерированию на местном уровне косвенных доходов и мультипликативных эффектов от освоения «региональных» месторождений. В результате они бы меньше зависели от трансфертов из федерального центра.

«Татарстанский эксперимент» (сокращение региональной доли налогов в рамках компетенции властей субъекта РФ) подтвердил экономическую выгоду для государства от снижения, вплоть до нулевого, налогообложения нефтедобычи на поздних стадиях разработки месторождений. Это позволяет продлить срок их рентабельной эксплуатации, обеспечить занятость, дополнительные косвенные доходы и мультипликативные эффекты, что в совокупности намного превышает сум-

⁹ История экономического регулирования нефтегазовой отрасли России, хронология событий, механизмы принятия решений, их логика и последовательность, на мой взгляд, наиболее подробно проанализированы в книге: Дьячкова Е. А. Экономическое регулирование нефтегазовой отрасли в постсоветской России. – М.: ООО «Геоинформмарк», 2011. – 238 с. См. также: Конопляник А. Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СРП, концессии) и их последствия для инвесторов. – М.: «Олита», 2002. – 217 с.

Рис. 5. Сравнение НДС с плоской шкалой и СРП



дение на правах миноритарных акционеров в компании, контролируемые российскими мажоритарными акционерами.

Поэтому режим СРП, за который активно ратовали иностранные нефтяные компании, готовые работать в России на понятных и прозрачных условиях, противопоставлялся «национальному режиму недропользования». Так с подачи тогдашнего главы «ЮКОСа» многие, особенно в правительстве, стали называть режим НДС. А СРП позиционировался его оппонентами как режим для иностранных компаний, предназначенный для «распродажи Родины»⁸. Доходило до карикатур-

⁸ Конопляник А. Ошибка президента. В чьих интересах в России фактически ликвидирован режим СРП? // Нефть России. 2003. № 9. С. 62–67; 2003. № 10. С. 47–49.

Союз (на первой карте – СССР) сначала сжимался, как шагреновая кожа (на второй карте – РФ), а потом разрывался на куски (на третьей карте – СРП).

Напомню, что руководителем налогового подкомитета Комитета Госдумы по налогам и финансам в период подготовки и осуществления налоговой реформы 2001–2003 гг. был В. Дубов – один из шести ближайших сподвижников М. Ходорковского и отцов-основателей «Менатеп» – «ЮКОСа».

НЕПРИНЯТЫЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ

Итак, 12–14 лет назад, находясь перед развилкой – долгосрочный инвестиционный или краткосрочный бухгалтерский подход к реформе налогообложения нефтяной от-

му так называемых выпадающих бюджетных доходов (величину недополученных налогов). Но все эти меры по дифференциации и индивидуализации нефтяного налогообложения были похоронены с принятием унифицированного НДСП.

Экономический кризис 2008 г., ударивший по России сильнее, чем по многим другим государствам, вынудил «партию и правительство» скорректировать в сторону понижения избыточное бремя НДСП за счёт повышения планки налогового вычета, о чём и сообщил в своей статье министр. Таким образом, упомянутое им послабление семилетней давности на самом деле является не более чем небольшим вынужденным «откручиванием гаек» в рамках созданного ранее инвестиционно-непривлекательного (запретительного) режима недропользования.

Пополнять или эффективно расходовать?

Очевидно, что увеличение налогообложения нефтегазового сектора – это самый простой способ пополнить бюджет. Но иногда простота бывает хуже воровства. Насколько целесообразно с позиции государственной логики экономического развития наращивать налогообложение тех, от кого и так зависит пополнение бюджета, при сохранении низкой эффективности использования бюджетных средств?

Расчёты, выполненные мной в период работы в Госплане СССР, в последние годы существования Советского Союза (впоследствии опубликованные¹⁰), показали, что в 1988 г. (пик добычи нефти в стране) четверть экспортной выручки от продажи нефти и нефтепродуктов тратилась на импорт продовольствия в размерах, необходимых для компенсации потерь выращенного отечественного урожая, утраченного на всех стадиях технологической цепочки – от поля до потребителя. Ещё четверть – на импорт оборудования, которое в итоге так и не заработало, ибо в силу тех или иных причин не

дошло до потребителя, сгнило в неуставленных запасах. Итого, половина нефтяных доходов шла на компенсацию неэффективности экономики только по двум направлениям.

Многое ли изменилось за прошедшее время? Видимо, не очень. Вспоминается выступление начальника Контрольного управления Администрации Президента РФ К. Чуйченко 29 октября 2010 г. на совещании у тогдашнего Президента РФ Д. Медведева. В нём была обнародована (впервые, как я помню, на столь высоком уровне) величина «коррупционного налога» в стране – 20% по госзакупкам¹¹. Значит, на практике эта цифра выше. Поэтому кажется, что проще получить деньги с тех, кто якобы жирует, получает девальвационную прибыль, нежели методично работать над повышением эффективности использования поступлений в бюджет.

В капле воды отражается океан со всеми его проблемами. В данном случае мы в очередной раз сталкиваемся с противостоянием экстенсивного и интенсивного путей развития российской экономики. Идти ли нам в направлении повышения эффективности использования бюджетных поступлений или же продолжать двигаться по пути увеличения валового сбора бюджетных поступлений при низкой эффективности их использования. Второе, конечно, проще. Особенно если руководствоваться исключительно краткосрочными интересами.

Как в ЕС?

Подход, при котором власть сначала создаёт инвестиционно-непривлекательный налоговый режим, а затем начинает по шагово ослаблять налоговое бремя (причём только тогда, когда ропот налогоплательщиков становится уж очень очевидным и заметным), не является российским ноу-хау.

Аналогичная картина существует, например, в ЕС, на формируемом газовом рынке, где правила начала Второго Энергопакета (2003 г.), а затем Третьего (2009 г.) создали законодательную среду, запретительную для инвестиций в капиталоемкие инфраструктурные проекты. Поэтому все основные проекты такого рода (трубопроводы-интерконнекторы, приёмные терминалы СПГ) осуществляются не на основе законодательства ЕС, а на базе изъятий из него, которые только и делают такие проекты финансируемыми. Возможность подобных

штучных изъятий в ручном режиме (временный отказ от основополагающих законодательных норм «конкурентного» права ЕС, в частности от обязательного доступа третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре на период окупаемости инвестиций в проекты по её созданию) предусмотрена в самом законодательстве ЕС, например в ст. 21 и ст. 36 Второй и Третьей Газовой Директивы соответственно. В данных статьях, по крайней мере, прописана процедура получения таких изъятий.

Кто виноват

Но особенно интересна вторая (главная) претензия министра к нефтяникам. Оказывается, это они виноваты в том, что российская экономика является зависимой от нефти и недиверсифицированной. На «Международном инвестиционном форуме Сочи – 2015» А. Силуанов заявил: *«Только у нас нефтяники шантажируют государство, только в России у нас компании таким шантажом занимаются, что если вы на нас налоговое бремя увеличиваете, в кавычках (хотя я еще раз говорю, что мы девальвационные доходы только хотим изъять), то мы будем сокращать инвестиционную программу»*¹².

Ссылка делается на то, что-де рост инвестиций в «нефтянку» не оставляет места для финансовых вложений в другие отрасли. Это, конечно, так, если под инвестициями подразумевать государственные (прямо или опосредованно бюджетные) средства. Но, во-первых, если государственной нефтяной компании проще получить деньги из госбюджета/ФНБ, это не означает, что государство должно эти претензии удовлетворять. А негосударственные компании финансируют капиталовложения не из бюджета, а из собственной прибыли либо за счёт проектного (заёмного) финансирования. Рентабельные же (с учётом оценки некоммерческих рисков) нефтяные проекты такое финансирование всегда получают.

Звучит претензия к нефтяникам, что после падения мировых цен они-де не откладывают реализации проектов. Приводится ссылка, что *«снижение инвестиций в мире по странам в среднем укладывается в диапазон от 10 до 30%»*. Но, во-первых, не указано, сокращаются ли инвестиции в наращивание добычи или в возмещение выбытия добывающих мощностей. В России лишь 8% производства нефти приходится на «новые» месторождения со сроками эксплуатации менее 5 лет. То есть почти вся

наша добыча – это даже не brown fields, а почти что black fields. То есть её обеспечивают те месторождения, которые давно прошли «полку», находятся на поздних стадиях разработки с падающими дебитами, поддержание которых требует дополнительных затрат по сравнению с добычей «на полке». Фактическое отсутствие green fields – это само по себе уже есть результат антиинвестиционного законодательного климата в российской «нефтянке».

Во-вторых, проекты, вопреки словам министра, всё же отложили, причём как раз в том же масштабе (15–30% в долларовом эквиваленте), что и за рубежом. То есть сокращают нефтяники ставшие нерентабельными инвестиции – плохо, не сокращают – тоже плохо. Но если «оба хуже», то где правильный выход?

Разные инвестиционные циклы

Возмещение выбытия добывающих мощностей становится всё дороже. И не потому, что нефтяники не снижают удельных затрат. А потому, что выбытие более дешёвых в эксплуатации активов (крупных месторождений, расположенных в старых районах – в благоприятных условиях сформированной инфраструктурой) приходится компенсировать за счёт более дорогих мощностей (менее крупных месторождений в новых районах). Поэтому «снижение» зачастую выражается в «сдерживании роста» (закономерный эффект эволюционного НТП на длинном инвестиционном цикле).

Ссылка на американскую «сланцевую революцию» вполне уместна в качестве иллюстративного примера и поучительна в отношении понимания роли государства (в самой либеральной мировой экономике, в которой – исходя из общераспространённых заблуждений – государству вообще делать нечего...) в запуске нового длинного инновационно-инвестиционного цикла. Но не в качестве сопоставления с российскими условиями нефтедобычи и тем более не в качестве упрека российским нефтяникам, что-де они не следуют примеру американцев. Резкое снижение средней себестоимости добычи на сланцевых месторождениях США объясняется иным характером инвестиционно-инновационного сланцевого цикла – он занимает существенно меньше времени (2–3 года против 15–20), чем аналогичный цикл на «традиционных» месторождениях, будь-то в России или Саудовской Аравии. Поэтому и «кривая обучения» (learning curve), обеспечивающая реализа-

цию достижений эволюционного НТП, для сланцевых месторождений и короче, и снижается круче, чем на традиционных месторождениях. Дебиты сланцевых скважин падают намного быстрее, поэтому их бурение должно происходить более интенсивно, чем традиционных. Следовательно, внедрение инноваций и усовершенствований в рамках «кривой обучения» происходит быстрее (более короткие сроки экономической жизни скважин) и интенсивнее (существенно большее число скважин, которые требуется бурить для поддержания уровня сланцевой добычи), чем на месторождениях «традиционной» нефти.

Поэтому – и здесь нельзя не согласиться с министром – мы вступили в период относительно дешёвой нефти. Ведь именно американские сланцевые месторождения со снижающимися издержками стали замыкать мировой баланс спроса и предложения «физической» нефти и обеспечили избыток предложения.

Но ресурсные отрасли – весьма инерционные. Последствия их недоинвестирования из-за существующего избыточного налогообложения, а тем более дальнейшего его повышения в условиях сохранения низких цен неизбежно окажут свой необратимый эффект через несколько лет. Примеры такого рода хорошо известны из мировой и отечественной практики.

Недоинвестирование мировой нефтяной отрасли в 1990 годы вследствие низких цен (15–25 долл./барр.) с неустойчивой динамикой, что явилось результатом перехода к биржевому ценообразованию в 1986 г., привело к росту издержек по добыче на рубеже веков. За этим последовал взлёт нефтяных цен до исторического максимума – 147 долл./барр. в июле 2008 г.

В свою очередь, недоинвестирование советской нефтяной отрасли в 1970-е и начале 1980-х привело к первому кризису (небольшому падению добычи в 1984 г.). Затем путём кратковременной интенсивной накачки отрасли капиталовложениями в 1988 г. удалось даже выйти на исторический максимум добычи, после чего началось обрушение отрасли. Это стало результатом её предыдущего системного недоинвестирования, преодолеть последствия которого удалось только во второй половине 1990-х.

От кого зависит диверсификация

Претензия же министра относительно того, что отсутствие диверсификации в нефтяных отраслях российской экономики является фактически виной нефтяни-

ков, напоминает мне претензию Директора по конкуренции Еврокомиссии в адрес «Газпрома». Мол-де он препятствует диверсификации газоснабжения стран Центральной и Юго-Восточной Европы. В данном случае проблема диверсификации, то есть создания многих возможностей для потребителей выбирать своих поставщиков, решается единственным путём – инвестициями в альтернативные источники поставок газа, пути его доставки и наличием множества его поставщиков. «Газпром» не может препятствовать диверсификации ни по одному из этих направлений. В новых странах-членах ЕС (бывших государствах СЭВ) данной диверсификации – то есть отходу от существовавшей с послевоенного времени госплановской модели их газоснабжения из одного источника (СССР) и созданию новых путей доставки газа от новых и старых поставщиков – препятствует отсутствие инвестиционно-привлекательного делового климата в Евросоюзе (о чём я упомянул выше).

Так и в современной России: отсутствие диверсификации экономики определяется не инкриминируемыми нефтяникам и газовикам их «валовыми инвестициями» (которые им необходимы для обеспечения устойчивости и недопущения сбоев в длинном инвестиционном цикле российской «нефтянки», несмотря на инвестиционно-запретительную модель налогообложения отрасли), а тем, что не существует инвестиционно-привлекательного делового климата для частных отечественных и иностранных инвестиций за пределами нефтегазовых отраслей.

«Минфин неопределяющее ведомство. Но так должно быть», – заявил А. Силуанов 23 сентября¹³. Нет, так быть не должно. Не может мытарь править страной. Экономика развития не должна подменяться бухгалтерской арифметикой.

Примечание. Исследование, материалы которого использованы при подготовке статьи «*«Ножницы Кудрина»*, “серб Силуанова”, что дальше?», опубликованной в №№ 10–11/12 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. ■

¹⁰ См.: Конопляник А. О целесообразности сохранения крупномасштабного экспорта советской нефти // Нефтяная промышленность. Экспресс-информация: Сер. «Конъюнктурно-экономическая информация в нефтяной промышленности». – 1990. Вып. 2. С. 1–8; Он же. «Золотой дождь» кризиса // Энергия: экономика, техника, экология. 1991. № 5. С. 24–28; Он же. Для производства или на склад? Советский импорт оборудования // Финвест (Финансы. Мировая экономика. Рынки. Технологии). 1991. № 2. С. 8; Он же. Нефтедоллары и АПК // Энергия: экономика, техника, экология. 1991. № 6. С. 17–19; Он же. Зачем копить? // Энергия: экономика, техника, экология. 1991. № 7. С. 35–38; Konoplyanik A. The Soviet Union Must Curtail Export of Oil and Can Cut Down Import of Foodstuffs // Interfax – Business Club. 1990. August 3. P. 5–6; Ibid. How to reduce Soviet oil exports in the move to a market economy // Oil & Gas Finance and Accounting, Spring 1991. V. 6. № 1. P. 50–57.

¹¹ См.: <http://kremlin.ru/transcripts/9368>; <http://kommersant.ru/doc/1532338>

¹² См.: <http://www.vestifinance.ru/videos/23957>

¹³ «Нефтяникам надо пересматривать свои инвестиции в условиях низких цен на нефть» – Силуанов // РИА Новости/Прайм. 2015. 23 сентября.

Тест на прочность

Насколько российские нефтегазовые компании оказались устойчивыми к западным санкциям по итогам первого года их действия?

Ирина ПОМИНОВА,
заместитель начальника управления по стратегическим исследованиям в энергетике Аналитического центра при Правительстве РФ

В июле 2015-го исполнился год с введения против России так называемых секторальных санкций, которые содержат ограничения технологического и финансового характера для нефтегазовой промышленности РФ и создают риски её устойчивого развития. Технологические санкции состоят в запрете на поставку оборудования и технологий, а также на оказание сервисных услуг для глубоководных, сланцевых и арктических проектов. Финансовые санкции включают запрет на предоставление отечественным банкам¹ и нефтегазовым компаниям нового долгосрочного акционерного или долгового капитала, на проведение сделок с их новыми акциями и долговыми инструментами, а также на кредитование. Секторальные санкции представляют собой ключевые ограничения для нефтегазового комплекса, но санкции против России ими не исчерпываются. В более широком плане они объединяют санкционные списки, ограничения для Крыма и Севастополя, приостановку сотрудничества с РФ по отдельным направлениям. Наиболее масштабные односторонние санкции против России в целом и её НГК в частности введены США и ЕС, за ними следуют как другие европейские страны, так и Канада, Австралия, Новая Зеландия, Япония.

¹ Санкции против банковского сектора России ограничивают возможности российских компаний по привлечению средств внутри страны.



НОВЫЕ УСЛОВИЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ

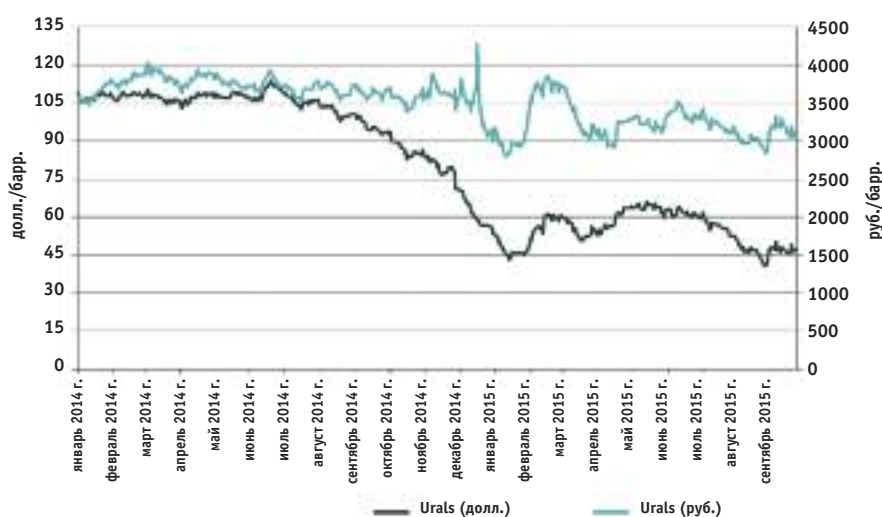
Влияние санкций на НГК можно рассматривать в различных плоскостях – с точки зрения бюджетных эффектов, переориентации экспортных потоков, корректировки государственной политики,

энергетической геополитики и т. д. В данном случае оно оценивается с позиций компаний нефтегазового комплекса, а именно отдельных аспектов их устойчивости – производственной, технологической, финансовой, прочности альянсов с зарубежными партнёрами.

Технологические санкции распространяются на следующие российские компании: «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» (в явном виде они перечислены США). Но корректнее было бы говорить о конкретных проектах, попавших под ограничения. Санкции преимущественно нацелены на нефтяные проекты (что, вероятно, отражает вклад нефти в государственный бюджет страны). При этом они могут распространяться и на газовые проекты как в случае наличия значительных запасов нефти в месторождении (например, попавшее под санкции США Южно-Кириновское газоконденсатное месторождение «Газпрома»), так и в части списков запрещённого к ввозу оборудования.

В свою очередь, финансовые санкции затрагивают такие компании, как «Роснефть», «Транснефть» и «Газпром нефть». ЕС ограничивает возможности их финансирования 30 днями, США – 90 днями, добавляя к этому списку «НОВАТЭК».

Рис. 1. Цена на нефть Urals в долларом и рублёвом выражении



Источники: Thomson Reuters Datastream.

Новые условия для нефтегазовой промышленности России формирует не только специфический для страны фактор введённых санкций, но и общемировой фактор снижения цен на нефть. За полгода (с середины июня 2014-го до середины января 2015-го) мировые котировки упали в 2,6 раза. В ряде случаев разделение влияния этих факторов затруднено. Например, рейтинговое агентство Fitch считает, что санкции представляют собой более серьёзный вызов для российских нефтегазовых компаний, чем снижение цен на нефть. Во-первых, себестоимость добычи у крупнейших российских недропользователей традиционно одна из наименьших в мире. Во-вторых, действующая в РФ система налогообложения содержит прогрессивные элементы, позволяющие учитывать изменения мировых цен. И наконец, в-третьих, смягчающий эффект для НГК, ориентированного на экспорт, оказала девальвация национальной валюты, которая за отмеченный период обесценилась к доллару практически в 2 раза. В результате издержки российских компаний изменились незначительно, а снижение выручки в рублёвом эквиваленте оказалось менее заметным, чем в долларом: цена на нефть марки Urals в рублёвом выражении упала в 1,4 раза (см. рис. 1).

Итак, рассмотрим подробнее влияние санкций на различные аспекты устойчивости нефтегазовых компаний.

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

В 2014 г. производство нефти и газоконденсата в России достигло 526,7 млн т, что на 3,3 млн т больше, чем годом ранее. Темпы прироста нефтедобычи замедляются, но это проявилось ещё в 2012 г. Причём 87% производства сырья обеспечили девять крупнейших ВИНК, пять из которых попали под санкции (74% российской нефтедобычи).

Добыча газа в РФ в 2014 г. составила 642,1 млрд м³, что на 26,1 млрд м³ меньше, чем в предыдущем. Санкциями оказалось «охвачено» 88% национального производства «голубого топлива»: 67% газа в стране в прошлом году добыто «Газпром», 8% – «НОВАТЭКом» и ещё 12% – «Роснефтью», «ЛУКОЙЛом», «Сургутнефтегазом» и «Газпром нефтью» (см. табл. 1).

Как и следовало ожидать, с учётом инерционности нефтегазового комплекса (инвестиционный цикл в котором растягивается на 15–20 лет) и нацеленности санкций на определённые типы проектов, вклад которых в российскую добычу

Табл. 1. Добыча нефти и газа крупнейшими нефтегазовыми компаниями России в 2013–2014 гг.

Компания	Собственность	Нефть, млн т			Газ, млрд м ³		
		2013 г.	2014 г.	Δ	2013 г.	2014 г.	Δ
«Роснефть»	Государственная	192,6	190,9	-1,7	30,9	37,3	6,4
«ЛУКОЙЛ»	Частная	86,7	86,6	-0,1	18,2	18,7	0,5
«Сургутнефтегаз»	Частная	61,4	61,4	0	12,1	9,4	-2,7
«Газпром нефть»	Государственная	32,2	33,6	1,4	11,4	11,9	0,5
«Татнефть»	Частная	26,4	26,5	0,1	0,9	0,9	0
«Башнефть»	Государственная	16,4	17,9	1,5	0,5	0,6	0,1
«Славнефть»	Государственная	16,7	16,1	-0,6	0,8	0,9	0,1
«Газпром»	Государственная	16,2	16,1	-0,1	476,2	432,1	-44,1
«РуссНефть»	Частная	8,9	8,6	-0,3	1,7	1,9	0,2
«НОВАТЭК»	Частная	-	-	-	53,0	53,7	0,7

Примечание. Жирным шрифтом выделены компании, попавшие под санкции. Источники: Минэнерго России.



на текущем этапе невысок, введённые ограничения не оказали существенного влияния на производственную устойчивость НГК в краткосрочном периоде.

Более того, согласно прогнозам, озвученным Минэнерго и Минэкономразвития в октябре 2015 г., добыча нефти в стране продолжит расти в 2015–2016 гг. (при риске снижения в 2017 г.), а добыча газа с 2016 г. начнёт восстанавливаться. Причём отмеченные среднесрочные риски сокращения производства сырья продиктованы не санкционным давлением, а решением о заморозке экспортных пошлин.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

Технологические санкции направлены на глубоководные, сланцевые и арктические проекты России. В настоящее время отечественная нефтедобыча сосредоточена на действующих традиционных месторождениях, вклад трудноизвлекаемых запасов находится на уровне 6%, морских проектов (шельф Балтийского, Каспийского, Печорского и Охотского морей) – около 3%. По данным Минэнерго, зависимость традиционных месторождений от зарубежных технологий и сервиса невелика (в пределах 20%), для ТриЗов она возрастает до 60–80%, а для шельфовых проектов превышает 80%. При этом в целях поддержания уровней национальной нефтедобычи доля ТриЗов и шельфа в перспективе до 2030 г. должна расширяться более чем в 2 раза. То есть в случае сохранения санкций технологические ограничения могут стать серьёзным препятствием для запланированного роста (см. табл. 2).

Табл. 2 иллюстрирует, что основное давление технологических санкций придёт



«Газпром нефть»

Основное давление технологических санкций придёт на две государственные компании – «Газпром» и «Роснефть». Отчасти это обусловлено их фактически эксклюзивным правом на разработку российского шельфа, которое они приобрели в 2008 г.

на две государственные компании – «Газпром» и «Роснефть». Отчасти это обусловлено их фактически эксклюзивным правом на разработку российского шельфа, которое они приобрели в 2008 г. При этом в случае сохранения санкций технологические ограничения могут стать серьёзным препятствием для запланированного роста (см. табл. 2).

российские арктические проекты. Кроме того они, как и ТриЗы, более чувствительны к падению мировых цен на нефть. В ответ на запросы компаний Минприроды уже согласовало перенос восьми «арктических» лицензий «Роснефти» и пяти – «Газпрома» и допускает, что в целом сроки ввода проектов по добыче нефтегазовых ресурсов арктического шельфа (в свете технологических санкций) могут выйти за прогнозируемый горизонт 15–20 лет. Это весьма позитивно оценивается природоохранными организациями, которые считают, что при достигнутом уровне технологического развития арктические проекты связаны с очень высокими экологическими рисками.

Введение технологических санкций стимулировало разработку и принятие планов по импортозамещению в нефтегазовой промышленности России. «План мероприятий по снижению зависимости российского ТЭК от импорта оборудования, технических средств, комплектующих, услуг (работ) иностранных компаний и использования иностранного программного обеспечения» был утверждён в ноябре 2014 г., «План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации» – в марте 2015-го. Минэнерго ожидает, что они позволят снизить зависимость от импорта в нефтегазовом машиностроении с текущих 60% до 43% к 2020 г. Срочные меры (2016 г.) направлены на развитие технологий наклонно-направленного бурения и гидравлического разрыва пласта, среднесрочные предполагают создание технологий для разработки ТриЗов (2018 г.) и осуществления шельфовых проектов (2020 г.).

Технологическая устойчивость российских нефтегазовых проектов к западным санкциям напрямую зависит от типа проектов и от наличия доступных технологий (прежде всего, отечественных, так как существуют риски усиления санкционного давления). По мере увеличения вклада ТриЗов и шельфа в национальную добычу (среднесрочный и долгосрочный периоды) давление технологических санкций будет возрастать. Таким образом, поддержание технологической устойчивости в НГК связано с эффективностью реализации заявленных мер по импортозамещению.

ФИНАНСОВАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ КОМПАНИЙ

Основной причиной ухудшения финансовых показателей (чистой прибыли, рентабельности активов) российских нефтегазовых компаний, попавших под финансовые санкции, стала неблагоприятная внешнеэкономическая конъюнктура. Это общемировой тренд для нефтегазовой промышленности. Также можно указать на отдельные примеры снижения финансовой устойчивости в 2014 г. по отношению к предыдущему году. В частности, в связи с девальвацией усилилась долговая нагрузка (в национальной валюте) на компании, активно прибегавшие в последние годы к валютным заимствованиям. По результатам 2014 г. долг «Роснефти» в рублёвом выражении вырос более чем на 30% (до 2,5 трлн рублей), но долговая нагрузка в долларовом выражении (с учётом стабильности выручки и планового погашения кредитных обязательств) снизилась (см. табл. 3).

Среди крупнейших российских нефтегазовых компаний наиболее остро проблема

Табл. 3. Финансовые показатели компаний, попавших под финансовые санкции

Компания	Чистая прибыль, млрд руб.		Ликвидность (коэффициент текущей ликвидности)		Долговая нагрузка (чистый долг/ЕВТДА)	
	2013 г.	2014 г.	2013 г.	2014 г.	2013 г.	2014 г.
«Роснефть»	551	350	1,0	1,2	1,8	1,5
«Газпром нефть»	187	127	2,1	1,9	0,7	1,4
«Транснефть»	158	60	2,3	1,8	1,4	1,5
«НОВАТЭК»	110	37	1,4	1,6	1,3	1,3

Источники: финансовые отчёты компаний.

погашения долгов стоит перед «Роснефтью» – большая их часть образовалась в результате приобретения ТНК-ВР в 2013 г. и номинирована в валюте (около 80%). По информации компании, до конца 2015 г. ей предстоит выплатить 10,9 млрд долларов, в 2016 г. – 15,1 млрд, в 2017–2018 гг. – 16,8 млрд и ещё 18,1 млрд выплат должны быть произведены в 2019 г. и позже. Пока за счёт авансовых платежей (прежде всего, по будущим поставкам в Китай) и масштабного размещения рублёвых облигаций «Роснефть» справляется с обслуживанием долга. Аналитики оценивают её финансовое положение как устойчивое. Вместе с тем, в 2014–2015 гг. для полноценной реализации инвестиционной программы компания неоднократно просила выделить ей средства из Фонда национального благосостояния (ФНБ), но поддержки не получила. На 2015 г. «Роснефть» планирует сохранить инвестиции на уровне 2014 г., но в рублёвом выражении.

«Газпром нефть» в 2014 г. нарастила объём чистого долга, что нашло отражение в увеличении долговой нагрузки, однако это не угрожает финансовой устойчивости компании. В 2015 г. ей предстоит погасить долг в размере около 60 млрд рублей, и она уже получила для этого долгосрочное финансирование в «Сбербанке» и «Россель-

хозбанке». Утверждённая компанией инвестпрограмма на 2015 г. предполагала небольшое увеличение, а в сентябре она была скорректирована ещё на 10% вверх.

Долговая нагрузка «Транснефти» устойчива (в перспективе, до 2017 г., не планируется её увеличивать), и объём ликвидности компании достаточен для осуществления текущих выплат. В 2015–2016 гг. «Транснефть» должна направить на капитальные вложения 650 млрд рублей (возможно, за счёт собственных средств), но она допускает корректировку планов.

«НОВАТЭК» также имеет достаточно стабильную долговую нагрузку и обладает запасом ликвидности (кроме того, он сохранил доступ к европейскому финансированию). В 2015 г. компания снизит капитальные вложения в соответствии с планом (на 15%). Последние не учитывают проект «Ямал СПГ», для которого согласовано выделение 150 млрд рублей из ФНБ.

Что касается других крупнейших компаний НГК, на которые прямые финансовые ограничения не распространяются, то можно отметить незначительные размеры их долговых обязательств и наличие преимущественно рублёвых долгов («Татнефть», «Башнефть»).

В целом, по оценке Fitch, кредитоспособность российских нефтегазовых компаний обеспечивается при цене на нефть до 55 долл./барр., но финансовые санкции могут негативно отразиться на их способности поддерживать инвестиции. В 2014 г. капитальные вложения ВИНК в добычу нефти выросли на 10% (до 986 млрд рублей). В 2015 г. компании также стремятся сохранить инвестиции и рабочие места, но оптимизация не исключена уже в краткосрочном периоде. Ограничение доступа к западному финансированию закономерно приводит к обращению на Восток.

Устойчивость альянсов с зарубежными партнёрами

Введение санкций (при отсутствии прямого запрета) поставило под вопрос дальнейшее участие западных нефтегазовых компаний в российских проектах и сузило возможности по привлечению

Табл. 2. Потенциальное влияние технологических санкций на российские проекты

Тип проекта	Влияние технологических санкций
Шельфовые проекты Арктики («Газпром», «Роснефть»)	Критичное Высокая зависимость от импортного оборудования и технологий – невозможность реализации проектов
Чёрное море («Роснефть»)	Критичное Геологоразведочные работы велись «Роснефтью» и ExxonMobil (технологии)
Каспийское море («Роснефть», «ЛУКОЙЛ»)	Некритичное Санкции не распространяются (небольшая глубина)
Балтийское море («ЛУКОЙЛ»)	Некритичное Санкции не распространяются (небольшая глубина)
Трудноизвлекаемая нефть Западной Сибири («Сургутнефтегаз», «Роснефть», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ»)	Критичное Высокая зависимость от технологий и оборудования (гидроразрыв пласта)

Источники: на основе Энергетического бюллетеня № 20 (январь 2015 г.) Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации.



«Транснефть»

Табл. 4. Влияние санкций на присутствие западных компаний в российской нефтегазовой промышленности

Компания	Активы и планы в России в 2015 г., российские партнёры	Влияние санкций
ExxonMobil	<ul style="list-style-type: none"> «Сахалин-1» (СРП, 30%) с «Роснефтью»; СП с «Роснефтью» по освоению шельфа в Арктике и Чёрном море; СП с «Роснефтью» по освоению сланцевой нефти Западной Сибири; «Дальневосточный СПГ» с «Роснефтью» 	<ul style="list-style-type: none"> свёрнуто большинство проектов с «Роснефтью» (в Арктике и на Чёрном море, СП в Западной Сибири); продолжение переговоров по «Дальневосточному СПГ»
BP	<ul style="list-style-type: none"> 19,75% акций «Роснефти»; меморандум о создании СП по освоению доманиковой свиты на Урале с «Роснефтью» 	<ul style="list-style-type: none"> стратегические инвестиции в «Роснефть» сохраняются с учётом соблюдения санкций; создание СП с «Роснефтью» по освоению доманиковой свиты отложено, но с ней подписан новый меморандум о разработке Таас-Юряхского месторождения в Восточной Сибири (сделка не завершена)
Total	<ul style="list-style-type: none"> 18,64% акций «НОВАТЭКа»; «Ямал СПГ» (20%) с «НОВАТЭКом»; СП по освоению Термокарстового месторождения (49%) с «НОВАТЭКом»; СП «Штокман Девелопмент АГ» с «Газпромом» (25%); Харьгинское месторождение (СРП, 40%) с «Зарубежнефтью» и ННК; СП по освоению баженовской свиты с «ЛУКОЙЛом» 	<ul style="list-style-type: none"> получено разрешение на продолжение работы в России по трём проектам: «Ямал СПГ», Термокарстовое месторождение и Харьгинское месторождение; доля в месторождениях баженовской свиты передана «ЛУКОЙЛу», доля в «Штокмане» – «Газпрому»
Shell	<ul style="list-style-type: none"> «Сахалин-2» (27,5%) с «Газпромом»; СП «Ханты-Мансийский нефтяной альянс» (50%) с «Газпром нефтью»; СП по освоению Салымской группы месторождений (50%) с «Газпром нефтью» 	<ul style="list-style-type: none"> приостановлена деятельность по разработке сланцевой нефти в ХМАО и на Салымской группе
Statoil	<ul style="list-style-type: none"> Харьгинское месторождение (СРП, 30%) с «Зарубежнефтью» и ННК; СП по освоению шельфа в Баренцевом и Охотском морях с «Роснефтью»; СП по освоению доманиковой свиты в Поволжье и тяжёлой нефти в ЯНАО с «Роснефтью» 	<ul style="list-style-type: none"> сотрудничество по проектам продолжается, хотя они находятся в зоне риска; Statoil получает разрешения на операции по российским проектам
Epi	<ul style="list-style-type: none"> СП по освоению шельфа в Чёрном и Баренцевом морях с «Роснефтью»; СП по «Голубому потоку» (50%) с «Газпромом»; СП по «Южному потоку» (20%) с «Газпромом» 	<ul style="list-style-type: none"> работы в рамках СП приостановлены; доля в «Южном потоке» передана «Газпрому»; Epi получает разрешения на операции по российским проектам, хотя они находятся в зоне риска

Источники: на основе Энергетического бюллетеня № 27 (август 2015 г.) Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации.

иностранных инвестиций (технологий, финансов, управленческих решений) вследствие растущих политических рисков. С одной стороны, зарубежные компании вынуждены учитывать новые ограничения – большинство из них в 2014–2015 гг. скорректировали свои планы в России (см. табл. 4). С другой стороны, они, как и прежде, выражают заинтересованность в российской нефтегазовой промышленности (выход из проектов, помимо прочего, часто связан для них с ощутимыми убытками) и ищут способы продолжения сотрудничества, запрашивая разрешения у национальных регуляторов, заключая новые соглашения по месторождениям и видам деятельности, не затронутым санкциями, реализуя совместные проекты с российскими компаниями в третьих странах.

Так, американская корпорация ExxonMobil, активно сотрудничающая с «Роснефтью», в конце сентября 2014 г. под давлением санкций была вынуждена свернуть 9 из 10 совместных проектов в России, сохранив участие в «Сахалине-1». В 2015 г. она подала иск к России в Стокгольмский арбитраж о возврате 500 млн долларов налогов, переплаченных в рамках СРП. В свою очередь, Россия предъ-

Введение санкций поставило под вопрос дальнейшее участие западных нефтегазовых компаний в российских проектах и сузило возможности по привлечению иностранных инвестиций вследствие растущих политических рисков.

явила компании экологические претензии. Тем не менее ExxonMobil и «Роснефть» продолжают взаимодействовать: идёт согласование проекта по строительству завода «Дальневосточный СПГ», подана совместная заявка на участие в шельфовом проекте в Мозамбике.

Затронули санкции и деятельность западных нефтегазосервисных предприятий в России. Например, Halliburton в 2014 г. приостановила взаимодействие с компанией «Газпром бурение», а Schlumberger отозвала из России сотрудников из США и ЕС. При этом западные сервисные корпорации сохраняют присутствие в РФ, хотя неопределённость для них создают не только санкции, но и российская политика импортозамещения.

Таким образом, на фоне введения санкций альянсы отечественных нефтегазовых компаний с западными продемонстрировали неустойчивость. Уже в течение первого года, несмотря на заинтересованность в российских углеводородах, западные компании начали выходить из «скомпрометированных» проектов (освоение шельфа, ТРИЗы), а российские – включились в более активные переговоры с азиатскими компаниями.

Год – слишком короткий срок (с учётом горизонта планирования в нефтегазовом комплексе), чтобы российские компании в полной мере ощутили влияние санкций, тем более что они нацелены на среднесрочные и долгосрочные проекты. Но отдельные негативные тенденции заметны уже сейчас. Прежде всего, они затронули взаимодействие российских ВИНК с их западными партнёрами, многие из которых в 2014–2015 гг. сократили своё присутствие в РФ. В определённой мере санкции коснулись и формирования инвестиционных программ. Более серьёзным тестом на прочность российских компаний к санкциям может стать их продление на среднесрочную (особенно долгосрочную) перспективу. ■

Скидка 20% на регистрацию действительна в течение 10 дней



строительство и модернизация
**ДАУНСТРИМ
РОССИЯ 2016**

II серия интерактивных дискуссий

Строительство и модернизация НПЗ, ГПЗ и НХП – практические примеры. Стратегии, технологии, процессы и оборудование



Интерактивный формат мероприятия, живые, открытые дискуссии экспертов и презентации от ведущих специалистов – наилучшая возможность для нахождения успешных решений. Инновационное и необходимое для отрасли мероприятие в непростые экономические времена.

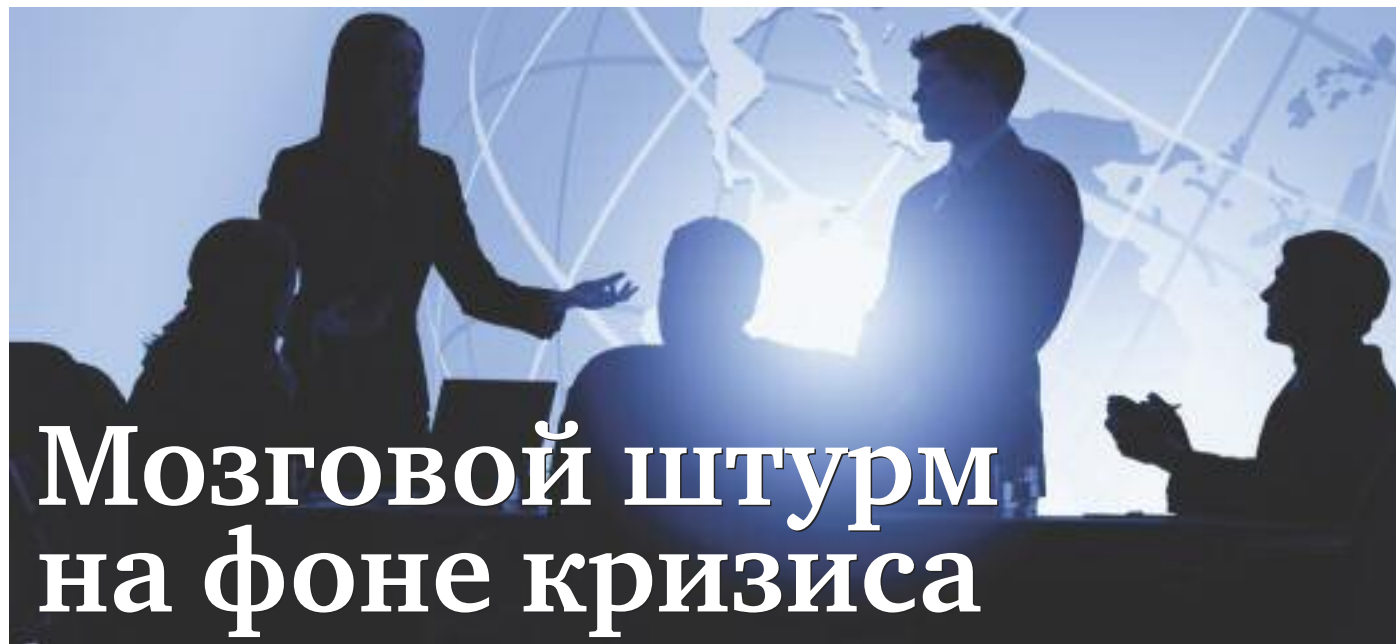
Владимир Рефлов, Газпром нефть

Самое интересное в 2016:

- **Стратегическая пленарная сессия:** каковы меры поддержки российской нефте- и газопереработки, нефте- и газохимии? Стимулы технологического развития отрасли
- **НОВОЕ!** Управление проектами: современные решения для повышения рентабельности
- **СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС!** Европейский опыт в создании и развитии нефтегазохимических кластеров (Антверпен (Бельгия), Роттердам (Голландия), Франкфурт/Людвигсхаген (Германия), Рур-Рейн (Bayer Chempark))
- **Российские нефтегазохимические кластеры:** опыт реализации проектов, превзойденные трудности и достигнутые цели
- **ФОКУС-СЕССИЯ:** локализация зарубежных технологий и инжиниринга в России. Стратегии развития бизнеса. Создание СП
- **Практические примеры импортозамещения:** технологии переработки природного и попутного нефтяного газа, углубления переработки нефтяного сырья, повышения качества нефтепродуктов
- **Автоматизация** производства и управление информационными процессами на НПЗ, ГПЗ и НХП. Доступные инновации
- **РОУД ШОУ:** Инновационные решения для российского рынка: техника, технологии, инжиниринг

Среди постоянных участников:





Мозговой штурм на фоне кризиса

Российские и зарубежные эксперты пытаются определить истоки нынешних кризисных явлений в экономике и нащупать пути выхода из сложившейся ситуации

Мария КУТУЗОВА

Зависимость экономики России от экспорта нефтегазовых ресурсов продолжает оставаться критическим фактором её политического и социального развития. Новый бюджет, который на 44% формируется за счёт прямых нефтегазовых доходов, свёрстан исходя из цены на нефть 50 долларов. Сорт Urals (это порядка 60% экспорта российской нефти) стоил в момент принятия госбюджета в первом чтении 43 доллара за баррель. Вместе с тем, эксперты отмечают избыток нефтегазовых ресурсов на рынке и стремительное развитие возобновляемой энергетики. Какова возможность адаптации российской экономики к таким изменениям? Существуют ли сценарии её избавления от «ресурсного проклятия»? В Москве осенью этого года случился настоящий интеллектуальный прорыв экономической мысли. На разных площадках ведущие мировые и отечественные экономисты обсуждали зависимость российской экономики от нефтяной ренты и предлагали собственные сценарии выхода из кризиса.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ БЭКГРАУНД

В своем недавнем прогнозе Saxo Bank подводит предварительные итоги 2015 г.: «В первой половине текущего года затянущаяся “греческая драма” заставила финансовое сообщество усомниться в жизнеспособности единой европейской валюты. Затем мировые фондовые площадки потряс обвал китайских рынков. А недавно разразившийся миграционный кризис в Европе и неуклюжая, раздражённая реакция политиков породили сомнения в жизнеспособности самого Европейского союза. После досрочных выборов у Греции появилась надежда на движение по намеченному курсу. Власти Поднебесной пошли на решительные меры, дабы избежать усугубления ситуации. А в Европе упорный прагматизм канцлера Германии Ангелы Меркель, возможно, ещё позволит найти решение глубочайшего за несколько десятилетий потрясения для континента. Совсем недавно неожиданно разразился скандал вокруг Volkswagen, который продолжает набирать обороты. Тем временем обвал цен на нефть и другие сырьевые товары сильно давит на развивающиеся рынки. Сроки первого повышения ставок в США по-прежнему омрачают будущее этих экономик, но волатильность сама по себе открывает новые торговые возможности».

По мнению главного экономиста Saxo Bank Стин Якобсена, посетившего в октябре Москву, развивающиеся рынки постра-

дали от «идеального долгового шторма», роста курса доллара и падающих цен на сырьё. «Однако надежда и инвестиционные возможности по-прежнему живы, даже несмотря на упорствующую в своём безумии политику печатания денег для продолжения политики “продлевай и притворяйся”. В докладе Глобального института McKinsey “Задолженность и сокращение (немного) доли заёмных средств” [Debt and (not much) Deleveraging] отмечается, что с 2007 г. размер мирового долга увеличился на головокружительные 57 трлн долларов, до 17% от ВВП. Крупнейшими эмитентами этого долга были Китай и развивающиеся рынки, на долю которых в совокупности приходится свыше 50% этой суммы. Все развивающиеся государства увеличивали долг, номинированный в американских долларах, и конвертировали его в местные валюты. Но рост курса доллара не только увеличил долговую нагрузку (поскольку теперь для погашения долга требовалось больше долларов), но и оказал “медвежье давление” на стоимость сырья, которое является главным предметом экспорта для многих развивающихся государств. В этих условиях развивающиеся экономики ощутили снижение спроса и замедление роста... Неудивительно, что темпы роста мировой экономики резко падают. Единственное, что здесь поражает, – это удивление политиков!» – комментирует ситуацию Стин Якобсен.

Развивающиеся рынки чрезвычайно важны для роста экономики и экспорта. Однако они демонстрировали слабые результаты не только в текущем году, но и начиная с пика сырьевого цикла – 2011 г. «Есть чёткая корреляция: пока доллар сильный, темпы экономического роста в мире будут низкими. Хотите вы или нет, современная экономика – это долларовая экономика. Даже в России, как бы вы не возражали. Готовьтесь к волатильности в течение нескольких ближайших месяцев, поскольку рынок и экономика, судя по всему, не разрушаются, а исцеляются. Возвращение в реальность уже произошло – развивающиеся рынки тоже заявят о себе», – утверждает Якобсен.

Есть здесь и светлая сторона: идеальный шторм, накрывший развивающиеся рынки – это ещё и величайший за последние десятилетия выгодный шанс. Экономист отмечает рост значения юаня: Китай открыл свой рынок для международных транзакций, что сделало необратимыми либеральные реформы в финансовой системе КНР, которые идут сейчас беспрецедентными темпами. Уже в ближайшие годы Китай может стать очень сильным мировым финансовым центром. По словам Стин Якобсена, Поднебесная ещё удивит всех новым витком развития экономики.

«Самые проблемные сегменты в российской экономике – это низкий уровень заработной платы и падающие розничные продажи. Чем меньше у людей денег в кармане, тем меньше они тратят. Вы зря девальвировали свою валюту. Надежды на эту меру не оправдаются. В России почему-то всё делается через кризис: вы сами создаёте ситуацию, в которой вам необходимо радикально менять экономику. Последствия очевидны: минус 5–6% ВВП. В следующем году, согласно моим оценкам, будет минус 2–3%. Стране сейчас как воздух необходима кредитно-финансовая поддержка, чтобы стимулировать экономический рост. Забудьте о нефти по 100 долларов – этого уже никогда не будет. Нужно меняться», – призывает главный экономист Saxo Bank.

Экономист считает, что в следующем году стоимость «чёрного золота» станет колебаться в коридоре 45–55 долларов, и называет ситуацию на мировом нефтяном рынке «эквилибристикой между спросом и предложением». Стин Якобсен также отмечает недостаточные капиталовложения со стороны добывающих компаний в разработку месторождений и прирост ресурсов в РФ. Российский upstream остаётся в значительной мере недоинвестирован-

ном. В то же время с точки зрения фондового рынка компании недооценены. При отрицательных внутренних российских факторах внешняя среда будет благоприятной для всех развивающихся стран как в краткосрочной перспективе, так и в течение ближайших десяти лет.

Вместе с тем, России необходима стабилизация, нужны реформы, инвестиции в реальный сектор экономики, образование и инновации. Кроме того, по словам Якобсена, будущее РФ за регионами – сильными, экономически развитыми, переставшими быть дотационными и использующими для своего процветания налоги, поступающие из реального сектора экономики.

ЭХО «СЛАНЦЕВОЙ РЕВОЛЮЦИИ»

По мнению известного экономиста Нуриэля Рубини, выступившего в Москве на лекциях Российской экономической школы, форума «Открытые инновации» и Фонда Егора Гайдара, в крупнейших экономически развитых державах наблюдается замедление. Это ещё не рецессия, но рост мировой экономики в следующем году прогнозируется на уровне лишь 2,5% ВВП.

России необходима стабилизация, нужны реформы, инвестиции в реальный сектор экономики, образование и инновации. Будущее РФ за регионами – сильными, экономически развитыми, переставшими быть дотационными и использующими для своего процветания налоги, поступающие из реального сектора экономики.

«С 2003-го по 2013 г. мы наблюдали стабильно высокие показатели роста экономики в развивающихся странах. Так, в Китае он достигал 10–12% в год. Повышались цены на сырьё: как на сельскохозяйственные продукты, так и на нефть. Наблюдалось смягчение кредитно-денежной политики в США и Японии. Дальнейшее развитие будут определять падение темпов роста китайской экономики (до 6% в год) и окончание цикла высоких цен на сырьё. На это повлияет не только “сланцевая революция” в США, но и значительные нефтегазовые ресурсы, обнаруженные как на суше, так и на шельфе, которые готовятся к освоению от Канады до Бразилии, от шельфа Средиземного моря до Мозамбика и Танзании. Это меняет энергетическую картину мира», – отмечает Нуриэль Рубини.

Экономист также утверждает, что на развитие мировой экономики может повлиять ужесточение кредитно-денежной политики США. В результате поток денег, который вливался в развивающиеся экономики, будет значительно сокращён. «Дефицит бюджета в Саудовской Аравии достиг 25%, страна вынуждена тратить финансовые ресурсы, накопленные в период высоких цен на нефть. Невозможно долго существовать в таких условиях, резервы закончатся, и экономика окажется в плачевном состоянии. Для ресурсных экономик шок от падения цен на нефть – это долговременный фактор», – утверждает Рубини.

Стратегия саудитов, нацеленная на вытеснение сланцевой нефти с рынка, оказалась проигрышной по сравнению с курсом на внедрение технологических инноваций в Соединённых Штатах. Правда сектор разработки сланцевых углеводородов в США сейчас также испытывает определённые трудности из-за низких цен на нефть. Некоторые компании неминуемо обанкротятся, а их активы станут объектами поглощения для более успешных игроков. Однако данная индустрия не стоит на месте, появились новые технологические и технические решения, позволяющие добывать сланцевую нефть дешевле. Средний рост производства «чёрного золота» в Штатах в ближайшие пять лет прогнозируется на уровне 5% в год.

Вице-президент ВР Россия Владимир Дребенцов, выступая 21 октября 2015 г. на семинаре ИМЭМО «Низкие мировые цены на нефть и их последствия для российской экономики и нефтегазового сектора», также отметил прирост добычи в Соединённых Штатах. В прошлом году он составил 1,6 млн баррелей в сутки. Это в корне изменило ситуацию, нарушив баланс рынка. После решения ОПЕК не сокращать добычу цены ушли резко вниз. Мировой спрос на нефть в 2014 г. вырос на 700 тыс., а предложение – на 2,2 млн баррелей в сутки. Результат – появление на рынке избыточных объёмов. Потребители уже заполнили нефтью почти все хранилища на суше. В США достигнут рекордный уровень коммерческих запасов за последние 30 лет. До конца 2015 г. Дребенцов прогнозирует падение темпов американской добычи до уровня прошлого года. «В связи с этим нельзя недооценивать роль технологического фактора. Американская “сланцевая революция” основана на развитии технологий, которые обеспечили эластичность нефтедобычи к колебаниям цен на мировом рынке. В Соединённых Штатах производительность в нефтяной отрасли с



«ЛУКОЙЛ»

2007 г. выросла в семь раз, это и называется революцией. Каждую неделю я читаю о всё новых усовершенствованиях, которые умудряются найти американские компании. Новации в применении гидроразрыва, построении компьютерных моделей пластов и т. д. В условиях низких цен стимулов для дальнейшего технологического совершенствования всё больше и больше. Чем выше производительность, тем себестоимость добычи становится ниже, удельные расходы сокращаются, а CAPEX снижается», – отмечает представитель ВР.

Сейчас в мире отложены 46 проектов в секторе upstream. Большею частью они связаны с дорогостоящим освоением глубоководных месторождений и разработкой нефтяных песков. Ни один из них ещё не дошёл до момента принятия инвестиционного решения, следовательно, перенос разработки этих активов скажется на нефтяном рынке лишь в отдалённой перспективе.

ВЕКОВОЕ РЕСУРСНОЕ ПРОКЛЯТИЕ
Российская нефтедобыча с начала года выросла. Но может ли это служить поводом для оптимизма? «Влияние “ресурсного проклятия” на все стороны российской экономики многоаспектно. Последствия ощущаются как на макроэкономическом уровне, так и в экономической реальности каждого конкретного жителя нашей страны. Точка развилки, о которой так много говорят российские власти, наступила. Необходимы изменения в идеологии экономической политики страны, или мы превратимся в Венесуэлу. Но здесь вопрос даже не экономических, а политических решений:

куда мы движемся дальше?» – отметила в ходе семинара академик РАН, доктор экономических наук, первый заместитель директора ИМЭМО РАН Наталья Иванова.

Директор программы «Экономическая политика» Московского центра Карнеги Андрей Мовчан представил 11 ноября в особняке на Волхонке в рамках совместного проекта InLiberty и Фонда Егора Гайдара итоги исследования государств с рентной экономикой «Экономика ресурсного проклятия».

Эксперт отметил наличие сбалансированных экономик, в которых основным ресурсом является труд. Они могут переживать в зависимости от запросов внешних и внутренних рынков. Рентные же экономики извлекают добавленную стоимость из того или иного ресурса. Однако со временем ресурсы обязательно падают в цене. «Некоторые страны, которые так или иначе проходили через цикл бурного роста, активного развития, увеличения доходов государственной казны и личных персональных доходов, роста резервов, потом приходили в упадок. В России существует понятный пример ресурсного проклятия. Достаточно долго возможности использования ренты позволяли активно развиваться, а потом произошло обрушение цен на рентный товар. И страна сперва стала жить хуже, начался кризис, который называли “временным”, потом возникла нехватка продовольствия, затем разрушились финансовые структуры, и в результате страна распалась на две части: южная часть умерла, северная развалилась на мелкие куски. После того как это

произошло, иностранные агрессоры фактически голыми руками эту страну взяли и несколько сотен лет контролировали. И если вы посмотрите на это как экономист, то увидите, что иностранные захватчики, можно сказать, спасли территорию и принесли возможность экономике развиваться. Я говорю о Киевской Руси IX–XII веков», – отметил Мовчан. Этим ресурсом тогда были рабы, которыми киевские князья активно торговали. Но их подвели «один народ и один человек». Половцы в течение 100 лет блокировали доступ на рынки Персии, а человеком, окончательно «убившим бизнес», стал князь Владимир, которому сейчас собираются ставить памятник. Он крестил «огнём и мечом» покорённые племена, а крещёных рабов в Византии перестали покупать.

Можно добавить к этой исторической экстраполяции Мовчана, что рабство в той или иной форме служило ключевым ресурсом развития российской экономики и в дальнейшем – сначала крепостничество, затем колхозники без паспортов и бесплатный труд заключённых в эпоху советской индустриализации. Недолгие периоды относительной свободы и роста экономики были связаны с развитием торговли другими ресурсами, а именно начиная с 60-х годов XIX века до Первой мировой войны – зерном и нефтью, после Второй мировой войны – углеводородным сырьём. То есть мы сейчас наблюдаем закат нефтяной эры, начавшейся ещё в Советском Союзе и связанной с открытием высококонцентрабельных запасов Западной Сибири.

«Ресурсное проклятие» трактуют по-разному. Проблема, по Мовчану, возникает тогда, когда страна приобретает устойчивое конкурентное преимущество благодаря наличию того или иного вида ресурса. В классической экономике говорится: когда у вас есть устойчивое конкурентное преимущество, вы можете сделать хороший бизнес. Но в масштабе государства этот принцип не работает. «Как правило, для извлечения добавленной стоимости из какого-то конкретного ресурса нужно очень ограниченное количество людей, с остальными необходимо что-то делать. Государство начинает видоизменяться под воздействием этого конкурентного преимущества. И здесь возникает проблема: как жить стране после того, когда конкурентное преимущество заканчивается? Если у вас есть успешный ресурс, который приносит сверхприбыль, то возникает атрофия других сегментов экономики. Формируется перекос экономики в сторону торговли и импорта: сверхдоходы позволяют всё купить извне. Значит, даже то, что вы могли производить конкурентно сами, вы не делаете... Не замечаете того, что качество ВВП падает, хрупкость экономики возрастает. А поскольку вы очень много экспортируете и получаете от этого достаточно средств, курс собственной валюты начинает сильно расти. Вы бросаете заниматься другим бизнесом, потому что это менее выгодно, потому что у вас себестоимость очень высокая, а валюта дорогая», – утверждает Андрей Мовчан.

Углеводородные ресурсы сыграли определяющую роль не только в России. «Голландская болезнь» – это частный случай проблемы ренты, состоящий в том, что при экспорте вашего ресурса вы получаете очень много денег, с которыми экономика не может справиться. Данный термин возник после того, как в Голландии открыли огромное месторождение газа Гронинген, а через несколько лет в стране началась тяжелейшая рецессия. Потому что просто не надо было больше ничего производить кроме газа.

Венесуэла в последние десятилетия также продемонстрировала классическую ресурсную схему.

Как правило, в ресурсных странах выше расслоение общества, поскольку ресурс, в отличие от труда, имеет тенденцию к концентрации. Там выше вероятность гражданской войны и вовлечённости во внешние конфликты. Волатильность экономики больше, ниже диверсификация. Но самое страшное, по словам эксперта, – тоталь-

литарный перекос и то, что «экономика подходит к концу ресурсной эры абсолютно неподготовленной, потому что она истощила все свои остальные возможности». Так, за последние 15 лет на промышленных предприятиях России в три раза сократился парк станков.

РЕЦЕПТЫ АДАПТАЦИИ

Как бороться с «ресурсным проклятием»? Есть пример Чили, где таким ресурсом была медь. Страна сформировала огромные резервные фонды и фактически стерилизовала все экстрадоходы от меди. По словам директора Института анализа предприятий и рынков ВШЭ, президента Ассоциации независимых центров экономического анализа (АНЦЭА) Андрея Яковлева, это латиноамериканское государство прошло через ряд нестандартных экспериментов в экономике. Так, в 1980-е годы были предприняты шаги, стимулирующие (с помощью ряда государственных агентств и корпораций) выход на мировой рынок средних компаний.

В условиях стремительных технологических изменений и радикальной трансформации рынка труда очень важно обеспечить занятость и высокие доходы населения. Девальвация сделала российские компании более конкурентоспособными и позволила меньше импортировать. Вызов для страны в том, чтобы стать ещё и экспортёром конкурентных товаров.

Аналогично вела себя Норвегия. Она по мере исчерпания нефтегазовых ресурсов в Северном море стимулировала выход на международный рынок норвежских сервисных компаний и производителей оборудования для нефтегазовой промышленности. Можно упомянуть и о Норвежском нефтяном фонде, ставшем классическим образцом эффективных инвестиций, накопленных благодаря экспорту углеводородных ресурсов.

«Когда мы в России создавали Резервный фонд, вводили плавающий курс валюты, то всё это не наши придумки, не идеи Кудрина. Это взято из международного опыта, но реализовано у нас криво», – отмечает Андрей Мовчан.

Среди других способов – банальная задача средств от экспорта нефтегазовых ре-

сурсов населению в виде пенсий или дополнительных доходов. Или же как на Аляске, где специальный фонд ежемесячно выдаёт каждому жителю штата определённую сумму. Это отлично работает на экономику, повышая потребление и стимулируя производство.

Эксперты отмечают, что России, как и другим странам с устоявшейся ролью в мировой экономике, сложно найти себя в формирующемся будущем. «Мы по-прежнему стремимся встроиться в сложившиеся мировые цепочки создания стоимости. Но главная возможность будущего – не в удовлетворении потребностей рынка богатого Запада, а в научном, индустриальном и социальном развитии отстающих стран. Десятки стран нуждаются в этом, большие новые рынки могут на этом вырасти», – пишет экономист Иван Покровский. В этом смысле очень тяжёлый структурный кризис в экономике, который нам сейчас предстоит преодолеть, может стать неординарным опытом. Он поможет сформировать набор уникальных компетенций, которые пригодятся и в других частях мира.

Стоит отметить, что наиболее эффективны сейчас российские малые и средние компании, а также предприятия высокотехнологичных секторов экономики. Как отмечают эксперты, в ближайшие 10–15 лет новым ресурсом могут стать роботы. Страны, которые сумеют их произвести, вероятнее всего, создадут свою ресурсную экономику, основанную на возобновляемой роботизированной технике. В состоянии ли пойти по этому пути Россия? С одной стороны, данная отрасль у нас не очень-то развита. С другой стороны, целый ряд государств – Сингапур, Южная Корея, Объединённые Арабские Эмираты – построили собственную экономику на импортированном оборудовании и технологиях. Вопрос заключается в открытости страны для внешних инвестиций и готовности встраиваться в новую инновационную экономику.

В условиях стремительных технологических изменений и радикальной трансформации рынка труда очень важно обеспечить занятость и высокие доходы населения. Девальвация сделала российские компании более конкурентоспособными и позволила меньше импортировать. Вызов для страны в том, чтобы стать ещё и экспортёром конкурентных товаров. А для этого одной девальвации недостаточно, нужны передовые технологии и, главное, масштабные экономические реформы. ■

Невесомые факторы и падающие цены

На котировки «чёрного золота» влияют не только реальные события на мировом рынке, но и «информационный шум»



Тамара САФОНОВА, генеральный директор ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора» («НААНС-МЕДИА»)

ФАКТОР ПЕРЕПРОИЗВОДСТВА ТЕРЯЕТ ЗНАЧИМОСТЬ

Факторы, которые считаются фундаментальными в нефтяном ценообразовании, а именно добыча и потребление сырья, основаны на оценках Международного энергетического агентства, Администрации энергетической информации США, ОПЕК, высказываниях руководителей крупнейших нефтяных компаний, государственных деятелей, инвестиционных банков, рейтинговых агентств.

Помимо фундаментальных факторов, на цены оказывают давление информационные поводы, отражаемые в СМИ. И формат подачи событий имеет ключевое значение. Представляя информацию в определённом ракурсе, СМИ формируют позицию и мнение игроков на биржевых площадках.

И, как это ни странно, при современном уровне компьютеризации и информационных технологий самый главный фактор, оказывающий принципиальное влияние на цены – объём производства и потребления, – расходит по данным различных источников.

Согласно октябрьскому отчёту МЭА, агентство ожидало, что в 2015 г. потреб-

Цены на энергоносители падают, преодолев семилетний минимум, и, по мнению аналитиков и глав ряда государств, преломить негативный тренд можно только через снижение квот на добычу. Хотя и это далеко не однозначный путь к изменению цены.

Сложившийся тренд является в том числе и реакцией биржевого сообщества на фундаментальные факторы и на информационный фон, формируемый СМИ. Выверенная статистика об объёмах мирового спроса и потребления отсутствует, и в связи с этим теряется значимость фактора перепроизводства как основополагающего. В настоящее время нет данных, какова доля фундаментальных факторов в нефтяном ценообразовании. Это связано с тем, что одни и те же события влияют на ценообразование «с переменным успехом» и отнюдь не системно.

На фоне отсутствия сбалансированной системы ценообразования, расхождения данных о мировом производстве и потреблении, пассивной зависимости стран от нефтяных котировок создание энергетического агентства на базе БРИКС приобретает особую значимость.

ление нефти вырастет до 94,4 млн барр./сутки, добыча была оценена на уровне 96,6 млн барр./сутки. ОПЕК в своём отчете указала, что в 2015 г. потребление составит 92,86 млн барр./сутки, а добыча – 94,16 млн барр./сутки. Согласно ноябрьским данным МЭА, производство нефти оценено на уровне 97 млн барр./сутки.

Такой значительный разрыв в представляемой информации подтверждает, что выверенная статистика об объёмах мирового спроса и потребления отсутствует и в связи с этим теряется значимость фактора перепроизводства.

Помимо фундаментальных факторов, на цены оказывают давление информационные поводы, отражаемые в СМИ. И формат подачи событий имеет ключевое значение. Представляя информацию в определённом ракурсе, СМИ формируют позицию и мнение игроков на биржевых площадках.

В следующем, 2016 г., скажется эффект осуществляемых сейчас программ снижения инвестиций. Прежде всего, со стороны транснациональных корпораций. Сохранение существующих мировых цен на нефть приведёт к сокращению добычи как в странах ОПЕК, так и ОЭСР. В частности, в США прогнозируется снижение объёмов добычи нефти в связи с уменьшением капиталовложений и падением числа действующих буровых установок.

И всё это происходит на фоне увеличения мирового спроса на «чёрное золото». Европейские НПЗ переживают сейчас редкий период высокой рентабельности за счёт низких цен на сырьё. Средняя рентабельность во II квартале составила более 9 долл./барр.

Падающий тренд нефтяных цен мог бы усилиться за счёт возвращения на мировой рынок Ирана. Согласно заявлениям официальных лиц Исламской Республики, страна способна увеличить нефтедобычу на 0,5 млн барр./сутки сразу после снятия санкций и на 1 млн барр./сутки в течение шести месяцев. Однако реальные инвестиции в развитие нефтедобывающего сектора ИРИ ещё не осуществлены.

С учётом перспективы снижения производства нефти, повышения спроса, появления на рынке дополнительного потока иранской нефти, а также отталкиваясь от существующего профицита (от 1,2 до 1,8 млн барр./сутки), стоит предположить, что в следующем году с учётом различных сценариев может наблюдаться как дефицит (до 1,1 млн барр./сутки), так и профицит (до 1,5 млн барр./сутки). При этом следует отметить, что существующий уровень перепроизводства не является критическим и позволяет размещать излишки.

РЕПУТАЦИОННЫЕ РИСКИ ПРИ ВВЕДЕНИИ ЛИМИТОВ

Интересно отметить, что выброс на рынок дополнительных объёмов сырья или же, наоборот, сокращение нефтедобычи – далеко не всегда приводит к заметному изменению котировок. Вспомним, 13 марта 2014 г. США приняли решение реализовать 5 млн баррелей нефти из стратегических резервов, но мировая цена почти не отреагировала на эту операцию. Так, 13 марта на бирже ICE стоимость Brent составила 107,6 долл./барр. (-0,38 доллара к предыдущему торговому дню), WTI – 98,2 долл./барр. (+0,21 доллара).

Показательны также исторические данные, согласно которым страны ОПЕК сократили добычу нефти за пять лет, начиная с 1980 г., с 10 до 3 млн барр./сут, ослабив свои позиции на мировом рынке, но так и не добились повышения цены.

Сегодня, когда ни одна страна не уверена, что её усилия могут привести к формированию приемлемой цены на нефть, принятие подобных решений может иметь репутационные риски для инициаторов, если не приведёт к смещению цены в сторону повышения. Поэтому основные игроки не сокращают производства, не желая потерять долю рынка без какого-либо ощутимого результата с точки зрения увеличения цены. Если и вводить квоты и лимиты на нефтедобычу, то в рамках согласованной, сбалансированной системы, охватывающей все страны-производители «чёрного золота».

Следует учесть: пока добыча будет следовать за объёмами потребления в рамках введённых квот и лимитов, может произойти изменение тренда в сторону повышения спроса (на фоне низких цен на сырьё и маргинальности переработки) и тогда сократится фактический разрыв между производством и потреблением. В этом случае ограничения уже не должны действовать, иначе это приведёт к потере доли рынка и стагнации добычи.



Показательны также исторические данные, согласно которым страны ОПЕК сократили добычу нефти за пять лет, начиная с 1980 г., с 10 до 3 млн барр./сут, ослабив свои позиции на мировом рынке, но так и не добились повышения цены.

Кроме того, есть риск, что не все страны будут соблюдать введённые лимиты. Примером может служить ОПЕК, для которой существует квота – 30 млн барр./сутки, – но она не работает. И это в рамках организации, в которую входят всего 12 стран. А если их будут десятки?

Даже если создать работающий механизм контроля, то рыночное движение потребления на фоне отсутствия справедливой отчётности и достоверной информации может наложиться на геополитические факторы, связанные с военными действиями на Ближнем Востоке, дефицитом инвестиций, плохой макроэкономической статистикой, а также заинтересованностью мейджоров, формирующих ценовые индикаторы на биржевых площадках. И в результате цена может не отреагировать повышательным трендом на ограничение нефтедобычи. Хотя все и говорят о фундаментальности фактора перепроизводства, но рынок зависит не только на него.

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПОЛЕ И ЦЕНЫ
Падение цен на нефть является в том числе и реакцией биржевого сообщества на информационный фон. Трейдеры еже-

дневно отыгрывают на биржевых площадках оценки и заявления руководителей крупнейших нефтегазовых холдингов, инвестиционных банков, государственных деятелей, рейтинговых агентств. Большую роль играют также перспективные ежемесячные оценки мирового спроса и предложения на нефть, макроэкономическая статистика, валютный фактор, фактическая отчётность в производственном секторе и т. д. Давление на котировки углеводородов оказывает также геополитическая ситуация в мире.

Агентство «НААНС-МЕДИА» ежедневно сопоставляет движение мировых цен на нефтяное сырьё на биржевых площадках с информационными поводами. С учётом обобщения блока факторов, влияющих на ценообразование, можно сформировать тренд. Для каждого фактора, имеющего информационную основу, вполне вероятно определить условную значимость.

Для определения взаимосвязи между факторами и ценой, демонстрации отсутствия системного подхода при установлении мировых цен на нефть мною введена условная шкала оценки, определяющая значимость (вклад) каждого из факторов в формирование ежедневного тренда (на повышение или понижение). В таблице перечислены сведения, которые ежедневно отыгрываются инвесторами и трейдерами.

К примеру, в блок «Политический фактор» по итогам торгового дня 15.10.2015 г. вошли оценки, связанные с возможным снятием санкций против ИРИ и формированием стратегического альянса Китая и Великобритании. Они предполагают приток дополнительных объёмов нефти на мировой рынок и в основном тянут це-

Факторы, повлиявшие на нефтяные котировки 15.10.2015 г.

Факторы			Значимость фактора	Тренд к снижению	Тренд к повышению
Информационные			15%	10%	5%
Возможное снятие санкций против ИРИ и приток на мировой рынок дополнительных объемов нефти (от 0,5 до 1 млн т/сут)				↓	
Формирование стратегического альянса BP и CNPC для разработки нефти в Ираке /перспектива увеличения объемов нефтедобычи				↓	
Сирийский фактор /сокращение объемов нелегальных поставок нефти					↑
Оценки и заявления руководителей крупнейших НК, инвестиционных банков, государственных деятелей, рейтинговых агентств			15%	9%	6%
Рейтинговое агентство Standard & Poor's: ухудшение прогноза стоимости нефти сорта Brent в IV квартале текущего года может составить порядка 50 долл./барр., что на 5 долл./барр. ниже предыдущего прогноза				↓	
Рейтинговое агентство Moody's: темпы роста мировой экономики опустились ниже среднего уровня докризисного периода				↓	
Goldman Sachs: вероятность падения цен на нефть до 20 долл./барр. оценивается менее чем в 50%					↑
Народный банк Китая: кредитование в сентябре выросло на 30% по сравнению с предшествующим месяцем					↑
Управление рынков капитала Саудовской Аравии: смягчение правил работы иностранных инвесторов на фоне ухудшающегося экономического положения страны				↓	
Перспективные ежемесячные оценки мирового спроса и предложения на нефть, млн барр./сут	добыча нефти	спрос на нефть	15%	15%	
Отчёт МЭА	96,6	94,4		↓	
Отчёт Минэнерго США	96,0	93,79		↓	
Отчёт ОПЕК	94,16	92,86		↓	
Средние	95,59	93,68			
Валютный фактор			5%	5%	
Доллар/евро				↓	
Ситуация с региональными валютами стран-импортёров нефти			5%	5%	
Юань				↓	
Фактические факторы			20%	12%	8%
Запасы нефти в мире	рост			↓	
Запасы нефтепродуктов в мире	падение				↑
Изменение объемов нефтедобычи	рост			↓	
Изменение объемов переработки нефти	стабильно				–
Запасы сырой нефти по данным Американского института нефти (API), млн барр./сут	рост			↓	
Данные компании Baker Hughes по числу активных буровых установок	падение				↑
Макроэкономическая статотчётность из стран Евросоюза, США и Китая			15%	13%	2%
Динамика ВВП	падение			↓	
Темпы инфляции	рост			↓	
Уровень безработицы	рост			↓	
Уровень промышленного производства	падение			↓	
Изменение индекса деловой активности в еврозоне	падение			↓	
Индекс потребительского доверия инвесторов еврозоны	стабильно			–	
Продажи жилья на вторичном рынке США, млн долл.	рост				↑
Дефицит/профицит торгового баланса в развитых государствах (ОЭСР)	дефицит			↓	
Индекс опережающих индикаторов США	стабильно			–	
Торговый баланс Японии	падение			↓	
Ставка libor, Швейцария	стабильно			–	
Корпоративная отчётность крупнейших компаний			10%	10%	
Инвестиционная активность				↓	
Итого			100%	79%	21%
Цена нефти Brent за последний торговый день (ICE BWAWE), долл./барр.	48,73				

Повышательные и понижительные тренды на рынке нефти



ну вниз. В то же время сирийский фактор (сокращение нелегальных поставок нефти террористическими организациями) не находит отражения в международной аналитике и соответственно не оказывает влияния на нефтяные цены. В нашей справке это событие учтено.

Перспективные оценки МЭА, ОПЕК и Минэнерго США, прогнозирующие сохранение перепроизводства, несмотря на представленные ими различные данные, в целом формируют тренд на падение цены.

К блоку «Валютный фактор» относятся такие процессы, как укрепление доллара по отношению к европейской валюте и девальвация юаня, определяющая ослабление экономики КНР и сокращение возможностей для увеличения импорта сырья. Это тоже является фактором, влияющим на снижение нефтяных цен.

Рост фактических запасов сырья (при незначительном снижении запасов нефтепродуктов), увеличение нефтедобычи, сохранение объемов переработки, а также данные нефтесервисной компании Baker Hughes по числу активных буровых установок дают основания полагать, что наблюдается тренд падения цены.

Макроэкономическая отчётность из стран Евросоюза, США и Китая подтверждает, что происходят рост темпов инфляции, повышение уровня безработицы, падение промышленного производства, уменьшение индекса потребительской активности. Кроме того, возникает дефицит торгового баланса, что также определяет тенденцию снижения цены на нефть.

Кроме того, на цены оказала влияние корпоративная отчётность, определив-

Политический фактор, перспективные оценки, девальвация валют, макроэкономическая отчётность, отсутствие инвестиционной активности, снижение финансовых потоков – всё это даёт основание полагать, что в ближайшей перспективе тренд к снижению мировой цены на нефть должен иметь преобладающее значение.

шая снижение инвестиционной активности на нефтяном рынке.

По итогам факторного анализа мы формируем тренд. Он падающий, однако при определении цены на биржах не учитывается факторный анализ, а фундаментальные факторы не подтверждены выверенной достоверной статистикой. Вот и получается, что цена «скачет» бессистемно. Какие уж тут прогнозы? Например, в связи с указанными событиями цена возросла. 15 октября 2015 г. котировки Brent составили 48,73 долл./барр., а 16 октября – 50,09 доллара.

Итак, политический фактор, перспективные оценки, девальвация валют, макроэкономическая отчётность, отсутствие инвестиционной активности, снижение финансовых потоков – всё это даёт основание полагать, что в ближайшей перспективе тренд к снижению мировой цены на нефть должен иметь преобладающее значение (см. рис.).

БРИКС нужно своё ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АГЕНТСТВО

Какова расстановка сил в глобальном энергетическом балансе? Наибольшие показатели нефтяного производства и потребления демонстрируют страны ОЭСР. В свою очередь, ОПЕК, на долю которой приходится 34% мирового производства нефти, теряет позиции в связи с противоречиями стран-членов и их групп, выделением особой роли некоторых участников. БРИКС даёт в копилку мирового нефтяного производства 20% и потребляет 10% добытого сырья.

В целом на фоне происходящих политических событий меняется отношение к значимости и эффективности определённых международных организаций и сообществ. Результатом видится перестройка международных институтов, изменение в расстановке сил и формирование новых экономических альянсов с партнёрами по БРИКС.

Проблему пассивной зависимости стран от сложившейся системы ценообразования способно решить формирование энергетического агентства на базе БРИКС. Данное агентство смогло бы защитить энергетические интересы учредивших его стран и получило бы особую значимость на фоне расхождений в оценках фактических производственных показателей в мировой энергетике.

Формирование на базе нового агентства мирового энергетического баланса и правдивого информационного поля, публикация ценовых индикаторов, в том числе в национальных валютах, позволили бы, в конечном счёте, усилить экономическое и политическое влияние БРИКС.

В ноябре нынешнего года в рамках форума ENES-2015 министры энергетики стран БРИКС обсудили возможность создания совместного энергетического агентства и организации мониторинга цен на энергоносители при проведении взаимных расчётов в национальных валютах. Такой вектор движения даёт основания предположить, что в ближайшее время на мировой арене появится организация, формирующая правдивый глобальный энергетический баланс и собственные ценовые индикаторы.

Очевидно, что рассчитывать на мгновенное изменение сложившейся десятилетиями системы не стоит. Но это необходимый путь к формированию справедливого и экономически обоснованного ценообразования на энергоносители в будущем. ■

Плюсы и минусы ресурсного национализма

Добиваясь от нефтегазовых инвесторов прямой подотчётности перед правительствами развивающихся стран, «третий мир», возможно, совершает ошибку

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук*

Декабрьские вести о победах сил, оппозиционных левоцентристским режимам, на президентских выборах в Аргентине и парламентских выборах в Венесуэле пришли почти одновременно. Даже при сохранившемся контроле над исполнительной властью «боливарианский социализм» в Каракасе приступил к вынужденной перегруппировке сил, а кое-где и к тактическому отходу. Тем временем в Буэнос-Айресе уходит в прошлое популистское наследие президентской четы Киришнеров, раздражавшей не только элиту, но и часть средних слоёв ускоряющимся внешнеполитическим дрейфом от Соединённых Штатов и Европы – в направлении России и Китая. Не стоит забывать и о том, что Венесуэла и Аргентина – это два опорных фланга южноамериканской энергетики. Прежде всего, речь идёт о залежах углеводородов. В обеих странах за последние годы отмечен бурный рост так называемого ресурсного национализма, в русле которого к зарубежным нефтегазовым гигантам предъявлялись всё более высокие, часто непомерные требования финансово-экономического и социального характера. Не потому ли добычу сырья постигла стагнация? Во всяком случае, некоторые зарубежные игроки покинули «насиженные» апстрим-площадки под прессом национализаций. А иным, оставшимся в регионе приходится мириться – в ожидании лучших для них времён – почти с бесприбыльным или убыточным бизнесом.



РАСТУЩИЕ НАЛОГОВЫЕ АППЕТИТЫ

Как известно, и СССР, и современная Россия неизменно поддерживали стремление экс-колоний, да и в целом сообщества молодых государств Азии, Африки и Южной Америки, к энергетической независимости. В тропическом и экваториальном поясе планеты нарастала, притом небезуспешно, тяга к обретению своих рычагов воздействия на нефтегазовый комплекс при разумном участии иностранного капитала и технологий. Но в таком случае, на каком этапе этот, казалось бы, здоровый прессинг на инвесторов (особенно транснационалов) начал пробуксовывать не только в лагере государств социалистической ориентации, но и по линии левоцентристских и просто националистических режимов? Когда именно он оказался, по меньшей мере, бесполезным, а порой и контрпродуктивным для своих же инициаторов?

Для чёткого, структурно выверенного ответа надо поэтапно перечислить ключевые фазы идейного вызревания, институционального оформления и нарастания ресурсного национализма в большинстве так называемых новых рыночных экономик (emerging market economies).

Уже в 1950 годы ведущие нефтедобывающие страны Латинской Америки, Магриба и Персидского залива добились важного сдвига в своих отношениях с внешним миром. Состоялся коренной пересмотр соотношения доходов, извлекаемых из сырьевой ренты местными властями и налоговиками западных держав, чьи энергетические концерны оперировали апстрим-проектами. В итоге баланс прибылей от добычи «большой нефти» в «третьем мире» стал равен 50:50, а то и 60:40 в пользу развивающихся стран. А ведь ещё совсем недавно казна США имела, к примеру, от работы компании Agatso в Саудовской Аравии втрое больше, чем само «королевство пустынь».

Слом этой порочной системы стал щедрым даром слаборазвитым странам, а вынужденной мерой. Причина заключалась в тревожных для Запада реалиях тогдашнего мироустройства. Европа и Америка видели, сколь бледно выглядела Саудовская Аравия на фоне национально-освободительных революций в Египте, Ираке и других странах. Действительно, Эр-Рияд, обременённый расходами на оборону, да и на правящую династию, шёл к банкротству, не справляясь с элементарной выдачей зарплаты военным, чиновникам, муниципальным служащим... В натовских столицах всё глубже осознавали необходимость срочного оказания помощи правоконсервативным союзникам такого рода. Сделать этот шаг лучше всего было через реструктуризацию нефтяной ренты.

При этом ставка роялти, да и корпоративный (подходный) налог с транснациональных нефтяных компаний в «третьем мире», как правило, оставались на более низком уровне, чем соответствующая планка в развитых государствах. Таким образом, базовый критерий «тропического апстрима» в целом сохранился.

Беда, однако, в том, что наряду с привычными рисками, вытекающими из вышесказанного, то и дело возникают иные, столь же малоприятные для инвесторов

обременения. Привлекая зарубежных игроков к освоению своих слабо изученных ресурсных потенциалов с опорой на поправки в прямом налогообложении, развивающиеся страны многое проводят через «заднюю дверь». Они хотя и не афишируют, но всё же взимают с инвесторов косвенные налоги в самых разных формах. Среди наиболее тяжёлых – бонус за вхождение в тот или иной разведочный, оценочный или эксплуатационный проект.

СКРЫТЫЕ ФОРМЫ ФИНАНСОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Прибыльность даже самых многообещающих проектов, в том числе на глубоководном шельфе, серьёзно страдает от смены «правил игры». Так, могут возрастать доли в уставном капитале, принадлежащие местным нефтяным компаниям. В Западной Африке госкорпорации заранее закладывают такую возможность в заключаемые договоры. В итоге, когда основные



Когда-то такие выплаты, с учётом геологической непредсказуемости и без того дорогостоящих инвестпрограмм, были скорее символическими жестами доброй воли, зримыми подтверждениями порядочности иностранного игрока и серьёзности его намерений. Сегодня дела обстоят куда круче. К примеру, на бразильском шельфе цена такой «прописки» выросла за последние годы столь сильно, что она уже препятствует поддержанию устойчивого притока даже состоятельных, кредитоспособных зарубежных игроков. А в соседней Венесуэле вступительный бонус за обретение консорциумом российских компаний 49-процентной доли в оринковом блоке Хунин-6 составил внушительную цифру – 600 млн долларов, – несмотря на общеизвестную дороговизну разработки запасов залегающей там сверхтяжёлой нефти.

издержки уже позади, 10-процентный пакет национальной монополии легко может стать 15- или даже 20-процентным в ущерб зарубежным партнёрам. Особый экономический урон наносится при этом оператору проекта, который и без того взвалил на свои плечи тяжелейший груз геологоразведочных рисков на глубинах порою свыше 3 км. Известны случаи, когда всего лишь за год российским нефтяникам приходилось списывать в корпоративных финотчётах свыше 160 млн долларов из-за вынужденного закрытия чрезмерно обводнённых и, следовательно, бесперспективных морских скважин в Гвинейском заливе.

Но в целом ряд стран и впрямь продвинулся к энергетической независимости и, главное, более разумному балансу между доходами своих бюджетов и прибылью иностранных игроков. При этом вот что любопытно: в течение последней четвер-

ти XX века среди зарубежных инвесторов в Азии, Африке и Южной Америке были не только частники-транснационалы, которые владеют не более чем 18% мировых углеводородных запасов. Фигурировали и менее известные, подчас скромные национальные компании, приглашённые изда-лека властями союзных государств чаще всего по политическим причинам.

Так, в последние годы в южноамериканских странах с социалистическими и левоцентристскими режимами – Венесуэле, Эквадоре и Боливии – можно было встретить менеджеров нефтегазовых компаний Ирана, Вьетнама, Белоруссии, Кубы и других государств «антиимпериалистической ориентации». Они нередко получали то, что не доставалось солидным транснационалам. Обосновавшись в Андах раньше новичков, энергиганты давно уже пытались застраховаться с помощью альтернативных инициатив. Речь шла о быстро окупаемых промыслах «зрелой категории» (mature fields), известных ещё со времён Второй мировой. Применить на этих заброшенных месторождениях свои эффективные и недорогие технологии повышения отдачи пласта хотели и «ЛУКОЙЛ», и другие «мускулистые» инвесторы. Но, увы, по итогам тендеров, а иногда и без таких лёгкие блоки доставались, как правило, не самым опытным и мощным компаниям. Тем, что предлагали ещё и другие козырные карты геополитического свойства.

В 1970-е требования к зарубежным компаниям ещё более повысились. Аккуратных и полновесных выплат в казну развивающихся государств, казалось, уже недостаточно, и «третий мир» выдвинул тезис об «историческом долге» иностранных нефтяников и газовиков перед пригласившими их странами.

Формула всеобъемлющей социальной ответственности укоренилась в официальном словаре ООН, ЮНКТАД и других авторитетных организаций. Теперь уже в сотнях резолюций отмечалось, что, помимо налогов, крайне важен принцип постоянной заботы топливно-энергетических компаний о населении. Каким же образом отреагировало на это большинство инвесторов? Как и в предыдущей ситуации с рентой и налогообложением, ответ оказался положительным. Этому поспособствовали уроки антизападного нефтяного эмбарго со стороны альянса арабских государств. Бойкот последовал за короткой, но резонансной войной 1973 г. между Израилем и Египтом. Попытавшись смягчить обстановку и всерьёз начав помогать системам образования и здравоохранения

* В 1999–2015 гг. Павел Владимирович Богомолов возглавлял PR-службу ряда зарубежных филиалов «ЛУКОЙЛа», работая в Лондоне, Каракасе, Аккре и Хьюстоне. Кроме того, в течение двух лет он занимал должность главного редактора корпоративной газеты «Нефтяные ведомости».

развивающихся стран, ряд транснационалов удивили даже активистов левых сил.

При этом самые осторожные инвесторы сумели обойти подводные камни в виде коррупции и семейно-олигархических злоупотреблений на властных олимпах. Опасаясь расследований, судебных процессов, штрафов и международных санкций, они стали бдительнее. Инвесторы пропускают благотворительные проекты через плотные фильтры антикоррупционных правовых механизмов.

Данная практика была принята на вооружение и российскими нефтегазовыми компаниями. Наши инвесторы не только предоставили доступ к раскрытию возможных злоупотреблений отечественным правоохранительным органам, но и учли требования международного антикоррупционного законодательства, включая законы Британии и США. Без должного анализа теперь уже не так просто начать, скажем, в Западной Африке строительство какого-либо Центра матери и ребёнка, если проект напрямую патронируется «первыми лицами» государства или членами их семей.

ЦЕНА БЛАГОТВОРИТЕЛЬНОСТИ

Во что обходится нам социальная ответственность как в финансовом, так и в морально-психологическом отношении? Не стану ходить за иллюстрациями слишком далеко, «залезая» на малоизвестные сайты. Сошлюсь лучше на записи в своих же дневниках.

Вот, скажем, 2010 год. Забуксовал диалог отраслевого министерства с нефтяной госкомпанией одной из стран на побережье Гвинейского залива. Именитый российский инвестор по-доброму откликнулся на их просьбу: спонсировать учёбу группы молодых геологов и юристов в московской магистратуре и бакалавриате. В ответ африканским друзьям было сказано: если разрабатываемое сообщество месторождение оправдывает надежды и даст нефть, то стоимость этой учёбы хорошо было бы возместить. При этом будущим студентам были обещаны завидная стипендия, лучшие комнаты в общежитии и ежегодные авиабилеты домой на каникулы. А ведь компенсацию из госбюджета РФ ждать не приходилось – не те ныне времена. Между тем, итоги проекта могли оказаться и разочаровывающими. И тогда местному заказчику вообще не пришлось бы платить ничего. Увы, вопреки всей этой логике в ответ прозвучало «нет». Но студенты, конечно, всё равно отправились в Россию.

А вот пример иного рода, связанный не столько со списанием расходов, сколько

с физической опасностью для россиян. Помнится, сообщая с фондом поддержки материнства Senifa мы завершили довольно сложную стройку в маргинальном каракасском квартале Сементерио. На крутом, угрожавшем обвалами склоне среди лачуг-«ранчос» пришлось укрепить, расширить и отремонтировать детсад-приют для ребятишек из беднейших семей. Снабдили помещение кондиционерами, холодильниками и кухонной мебелью, обставили спальни, завезли игрушки и компьютеры... Наконец, наступает утро официального открытия. Пора ехать на мероприятие с участием не только венесуэльских друзей, но и посла РФ. Но, представьте себе, панически зазвонил телефон: ночью прямо у фасада шла перестрелка двух гангстерских шаек. Перед входом всё ещё лежат невывезенные трупы и дымится обуглившийся мусор. Так будем открывать по плану этот центр дошкольного образования либо нет? Увы, таких эпизодов тоже немало.

Или ещё одна невыдуманная история. На шумной встрече с жителями рыбацкой деревушки в Гане мы вдруг услышали громкие жалобы на... якобы ухудшившиеся за последнее время питательные свойства водорослей – тех, что выбрасываются прибоем на берег. Дескать, раньше они служили вкусной кормовой добавкой для скота, а теперь никуда не годятся. Обвинений в адрес нефтяников по этому поводу – хоть отбавляй, а между тем сами по себе доводы сельских ораторов удручали своей прямолинейной наивностью. Оказывается, многие ганцы всё ещё думают, что подводная геологоразведка – это не точечное бурение, а... траление океанского дна, когда огромные грабли безжалостно скребут коралловый ландшафт и с помощью ядовитых химикатов вздымают на поверхность отравленные водоросли.

Как быть в этой ситуации? Отмахнуться нельзя, тем более что задолго до прихода зарубежных энергогигантов, ещё в XX веке, чистота водных пластов прибрежной акватории была и впрямь подпорчена отходами предприятий АПК, горно-добывающей промышленности, металлургии и других отраслей. Значит, придётся отправить ставшие невкусными для кораллов водоросли на тщательный анализ. Куда именно? Конечно, не в какой-нибудь международный исследовательский центр. Это обидит ганцев, вечно ищущих заработка. Нужно найти хорошую местную лабораторию и разместить заказ в самой республике. И ведь всё это – за деньги российского инвестора. С подоб-

ными препятствиями сталкиваешься в «третьем мире» на каждом шагу.

ОТНОШЕНИЯ С ОБЩИНАМИ

К 1990 годам вышеизложенной концепции социальной ответственности стало, увы, маловато. Инвесторам начали доказывать, что их налоговое бремя, да и небольшие благотворительные усилия якобы не видны простым людям. Почему не видны – не ясно, ведь это скорее вопрос к правительственным структурам...

Но как бы то ни было эта тема вышла на трибуны мировых форумов. Хватит, мол, ссылаться на масштабные планы социальной помощи. Пора нефтяникам брать под особую опеку те общины, которые окружают участок проекта. Именно вы, иностранцы, должны разделить ответственность за весь набор актуальных проблем повседневной жизни – за окружающую среду, малый и средний бизнес, ремонт социальных объектов. Дело доходит до закупки школьных учебников и завтраков.

И снова международный нефтегазовый бизнес в большинстве случаев ответил «да». В ряде регионов «третьего мира» была успешно внедрена схема поэтапного сближения с местными общинами и выполнения их запросов. Типовое начало этого процесса – серия ознакомительных встреч с населением, проходящих с участием PR-менеджеров как иностранной компании-инвестора, так и нефтяной госкорпорации. Их цель – услышать от сотен людей перечень первоочередных желаний. Далее организуются тендеры на право реализации микропроектов, причём непременно силами местных артелей.

Помнится, ещё не открыв офиса «ЛУКОЙЛ Оверсиз» в Венесуэле, автор этих строк уже работал – прямо из гостиничного номера в Каракасе – над планами помощи индейскому племени гуарао в устье великой южноамериканской реки Ориноко. Необходимо было обеспечить доставку тяжёлых из местных медпунктов в областную лечебницу. Российский инвестор протянул руку помощи, и в мае 2005 г. на воду был спущен флот из 9 катеров скорой помощи, построенных по заказу российской компании на местной верфи. Разве что подвесные моторы и радиопередатчики были импортными, а всё остальное – «сделано в Венесуэле». Местные власти хвалили именно за это.

Тем временем в колумбийском районе Сан-Луис-де-Гасено, где на горной структуре Кондор выполнялся разведочный проект, к нам пришли за содействием священнослужители и прихожане местной

церкви. «Помогите, – обратился падре к лукойловцам, – постройте радиостанцию. Транслировались бы не столько псалмы и хоралы, сколько прогноз погоды, сводки дорожных происшествий, репортажи с сельских выставок и ярмарок, да и вести о всё ещё появляющихся у нас наркоторговцах». Так уж совпало по времени, что большое турне по Латинской Америке осуществлял в те дни будущий Патриарх Московский и всея Руси митрополит Кирилл. «Вы уж окажите, пожалуйста, содействие католикам, – сказал он мне. – Чувствую: это будет добрый эфир, он всем пойдёт на пользу. Да и азы русского языка, нашей культуры тоже можно будет продвигать, пусть и ненавязчиво».

Таким образом, забот и нестандартных задач возникает множество. Их сложность – не только в довеске к расходному бремени компании, но и в умении находить общий язык со старейшинами и вождями общин. Одни с вами в чём-то согласны, а другие подчас обижаются на то же самое. При этом игнорировать нельзя ни первых, ни вторых. А инструкций на сей счёт попросту не существует.

ЗАМАХНУЛИСЬ СЛИШКОМ ВЫСОКО...

Вышеописанные этапы усиления прессинга на иностранные компании хотя и не без труда, но всё же нашли понимание в международных нефтегазовых кругах. Но ныне настали иные, во многом непредсказуемые времена. В последние годы мы столкнулись с гораздо более тяжёлыми требованиями юридически обязывающего плана. Сторонники едва ли не революционного разворота топливно-сырьевых проектов призывают к их коренному пересмотру по подсказке радикалов различного толка.

По обе стороны Атлантики, вдобавок к правовым стандартам и нормам социально-экологического регулирования, спешно принимаются обширные разделы законодательства, именуемые биллями о «Местном наполнении и национальном участии». Серия состоявшихся на Чёрном континенте и в Латинской Америке ратификаций этих законов наглядно свидетельствует о беспрецедентном пиковом возвышении ресурсного национализма.

Вспоминая бурное нарастание общественных призывов к принятию столь жёсткого законодательства в одном из государств Западной Африки. Целый каскад проверок, парламентских слушаний и дебатов в правительстве – всё это не смогло замедлить или смягчить суровые пассажи

рождавшегося закона. В итоге было установлено, что к 10-му году реализации любого апстрим-проекта доля отечественной рабочей силы должна достигать 90% всего штатного расписания. Мало того, опять-таки к 10-му году работы надо закупать у местных поставщиков не менее 90% всех необходимых материалов, оборудования, услуг и т. д. Но что если местные фирмы станут продавать вам всё необходимое дороже, чем на внешних рынках? Ответ порадовал своей незатейливостью: если разница в цене не превысит 10%, то извольте всё-таки сделать покупку в нашей стране и смириться с переплатой.

Даже те иностранные менеджеры, которые всегда лояльно относились к тамошним законам, на сей раз не на шутку расстроились. Они вдруг вспомнили, что аналогичные нормы установлены с недавних пор и в такой молодой нефтегазовой державе, как Бразилия. Но там подобные планки никогда не доходят до 90%. А ведь высокоразвитая бразильская индустрия – не чета довольно слабым промышленным потенциалам государств Африки.

Чтобы не навредить своим интересам, зарубежные нефтяники избежали прямых протестов или изъятий недовольства. Но они посодействовали срочному приезде нейтрально настроенной экспертной группы из-за океана. То были специалисты всемирно известной Кембриджской ассоциации энергетических исследований (CERA). Изучив готовящиеся законопроекты, учёные и аналитики выступили со своим вердиктом перед профессиональным сообществом африканской страны. Смысл сказанного: спешить с принятием такого законодательства было бы опрометчиво. Это оттолкнуло бы многие компании от дальнейшего инвестирования. Причём чересчур прямолинейные ссылки на опыт Норвегии, Тринидада и Тобаго или той же Бразилии неправомерны, ибо в названных странах достигнут иной уровень развития.

Увы, отложить закон или хотя бы реструктурировать ряд его разделов так и не удалось. Мало того, скоро выяснилось, что вдобавок к «старым» долям нефтяной госкорпорации в местных проектах надо ещё и отрезать дополнительный «ломоть» в пользу частных африканских предпринимателей. В итоге иностранцам пришлось маневрировать: они создали в столице страны управляющие компании с местным участием. Ну а списки пользующихся уважением бизнесменов, призванных владеть 5% таких сравнительно небольших офисов, предоставили власти.

КОМУ ВЫГОДЕН ИЗБЫТОЧНЫЙ ПРЕССИНГ?

Таким образом, «местное наполнение и национальное участие» в их радикальном виде отпугивают солидных инвесторов. Между тем, по мнению специалистов Wood MacKenzie, отрасль может очень скоро ощутить инвестиционный голод. Целая группа намечаемых проектов с объёмом капиталовложений 1,5 трлн долларов стала нерентабельной при цене нефти ниже 50 долларов за баррель. Столкнувшись с трёхкратным падением сырьевых котировок за год, компании вынуждены буквально «резать» издержки. Уже известно о сокращении 6,5 тыс. рабочих мест и об уменьшении на 20% инвестиций в Shell, а также об увольнениях в других западных компаниях НГК.

Посудите сами: можно ли в этих условиях взвинчивать ставку на «местное наполнение и национальное участие», будучи в здравом уме и трезвом рассудке? Во всяком случае, Казахстан уже объявил об отходе от жёстких норм по закупкам и кадровому обеспечению нефтегазовых проектов.

Преждевременность непомерных требований, адресованных немалой частью «третьего мира» зарубежным нефтяникам и газовикам, очевидна. Суверенные хозяйства сырьевых ресурсов на сей раз не ограничились корректировкой своего диалога с иностранцами как с равными партнёрами. Проводники форсированного курса пытаются, причём нередко нажимным способом, внедриться в системы планирования и ведения бизнеса, а также в кадровые резервы чужих компаний. Это – покушение на считавшиеся доселе незыблемыми прерогативы акционеров. Таким образом, от резко усилившегося в ряде стран ресурсного национализма могут пострадать интересы устойчивого и сбалансированного развития всей мировой энергетики.

Во избежание этого нужно успокоить ситуацию и вернуть переговоры о безопасности глобального энергоснабжения в плоскость тщательного учёта законных интересов как поставщиков, так и потребителей топлива. К этому уже призывает Россия. Кстати, желанные признаки поворота к такому переосмыслению уже проявляются. Выступая недавно в Хьюстоне на 34-й Энергетической неделе, президент «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов выразил надежду на то, что с учётом низкого уровня цен ресурсный национализм будет терять своё значение и правительства многих стран проявят больше гибкости в привлечении иностранных инвестиций. ■



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



cutting through complexity

www.kpmg.ru

BEPS попутал

В ближайшем будущем расходы российских транснациональных нефтегазовых компаний, соответствующие налоговому законодательству, существенно возрастут

Отчет в разрезе стран, где ведется деятельность компаний Группы (Country-by-Country report / CbC).

1 Таблица 1. Обзор распределения доходов, налогов и деятельности в разрезе налоговых юрисдикций.

Наименование Группы: _____; Отчетный период (год): ____ г.; Валюта ____.										
Налоговая юрисдикция	Выручка			Прибыль (убыток) до налогообложения	Сумма налога на прибыль (уплаченного)	Сумма налога на прибыль начисленного, текущий год	Уставный капитал	Накопленная прибыль	Количество сотрудников	Материальные активы (за исключением денежных средств и их эквивалентов)
	Независимые лица	Взаимозависимые лица	Итого							
РФ										
Бельгия										
...										

1 Таблица 2. Перечень участников группы, в том числе в разрезе каждой налоговой юрисдикции

Наименование Группы: _____; Отчетный период (год): ____ г.														
Налоговая юрисдикция	Компании Группы – резиденты	Налоговая юрисдикция инкорпорации, если отличается от налоговой юрисдикции фактического местонахождения	Основные виды деятельности											
			НИОКР	Владение и управление НМА	Снабжение	Производство	Продажи, маркетинг	Администрирование, менеджмент	Услуги 3-м лицам	Финансирование	Страхование	Управление акциями и долями	Неактивная компания	Иное
РФ	Компания А													
	Компания В													
Бельгия	Компания С													
...														

Недавно российский бизнес получил «подарок» от государства в виде законодательства о налоговом резидентстве и контролируемых иностранных компаниях (КИК). Оно обязало компании готовить и предоставлять огромное количество информации о своих зарубежных структурах, включая национальную финансовую отчетность (а в ряде случаев вести и параллельный налоговый учёт в зарубежных юрисдикциях). Кроме того, в ближайшее время нефтегазовые компании ещё раз ощутят «заботу» со стороны «Большой двадцатки» (G20) и Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР).

В октябре 2015 г. ОЭСР презентовала комплексный план мероприятий по реформе международного налогообложения. Его целью является устранение недостатков в международном налоговом законодательстве, описанных в отчёте «О размывании налогооблагаемой базы и выводе прибыли из-под налогообложения» [OECD/G20 Base Erosion and Profit Shifting (BEPS) Project]. Меры, изложенные в отчёте, применимы к транснациональным компаниям с консолидированной выручкой более 750 млн евро. Около 90 стран работают над внедрением положений, предусмотренных ОЭСР, в документы, регламентирующие международные налоговые правоотношения. Некоторые государства, например Испания и Великобритания, уже внедрили отчетность BEPS в национальные законодательства, которые начнут действовать с 1 января 2016 г.

Целью проекта BEPS является налогообложение прибыли в юрисдикциях, на территории которых она фактически была получена. Для её достижения проект предусматривает:

- наличие подтверждения учёта Группами компаний требований трансфертного законодательства при установлении фактических цен и условий сделок между взаимозависимыми лицами, а также соответствующих сумм доходов от осуществления таких сделок;
- предоставление налоговым органам информации, необходимой для оценки рисков по трансфертному це-

нообразованию, и сведений для проведения проверки в юрисдикции налогоплательщика;

- в случае необходимости – предоставление дополнительной информации.

Проект BEPS вводит трёхуровневый набор требований по даче документации по трансфертному ценообразованию, включая так называемый «Отчёт в разрезе каждой стра-

Задача основной документации (Master file) – предоставить налоговым органам понимание деятельности Группы, её позицию на рынке, структуру владения/бизнеса и т. д.

Требования BEPS к структуре основной документации (Master file):

1 Организационная структура

- График, показывающий структуру владения компаниями Группы, а также резидентство компаний Группы.

2 Описание деятельности Группы

- Основные факторы, влияющие на прибыльность бизнеса Группы;
- Описание цепочки поставок основных 5-ти видов продукции и/или оказания услуг Группы (по размеру выручки), а также иных видов продукции и/или сервисов, составляющих более 5% в структуре выручки Группы;
- Перечень и краткое описание основных внутригрупповых услуг между компаниями Группы, включая описание резидентства компаний, оказывающих данные услуги, описание политики по ТЦО для распределения расходов и определения стоимости оказания данных услуг;
- Описание основных рынков сбыта продукции / услуг Группы;
- Краткое описание порядка распределения функций, рисков и активов между компаниями Группы;
- Описание основных изменений в структуре бизнеса (приобретение/ ликвидация компаний и т.д.) Группы за отчетный налоговый период (год).

3 Нематериальные активы (НМА)

- Общее описание стратегии развития, владения и использования НМА Группы, включая описание исследовательских центров Группы и местоположения менеджмента исследовательских центров;
- Перечень НМА Группы, которые оказывают влияние на ТЦО между компаниями Группы, описание владельцев данных НМА (компания Группы);
- Перечень основных договоров между компаниями Группы на использование НМА (включая договоры на распределение расходов), на проведение НИОКР и лицензионные соглашения;
- Общее описание политики ТЦО Группы в отношении НИОКР и НМА;
- Общее описание прочих важных изменений во владении НМА между компаниями Группы за отчетный период (год), включая указание компаний, юрисдикций и т.д.

4 Внутригрупповое финансирование

- Описание используемой в Группе структуры финансирования, включая описание основных договоров с независимыми заемщиками;
- Перечень компаний Группы, которые осуществляют централизованное финансирование иных компаний Группы, включая описание резидентства данных компаний и их фактического менеджмента;
- Общее описание действующих в Группе политик по ТЦО в отношении предоставления финансирования между компаниями Группы.

5 Финансовое положение Группы

- Консолидированная отчетность Группы за анализируемый период (год);
- Перечень и краткое описание существующих в Группе соглашений о ценообразовании или иных предварительных заключений налоговых органов в отношении распределения доходов, полученных компаниями Группы, между юрисдикциями.

Пальцем в небо

Как обеспечить достоверный прогноз цен на нефть для целей расчёта экономического обесценения по международным стандартам

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

Вот и наступил очередной период подведения итогов работы нефтегазовых компаний, в том числе с точки зрения подготовки отчётности. Наиболее актуальным вопросом для данной отчётности в этот раз, безусловно, станет экономическое обесценение активов из-за падения цен на нефть. Понятно, что 2015 год ознаменовался достаточными низкими ценами на сырьё, хотя в конце 1990-х о таких цифрах можно было только мечтать.

Оценка запасов компаниями и независимыми инженерами-нефтяниками будет, скорее всего, проводиться по среднегодовой цене 2015 г. – около 50 долларов за баррель – в соответствии с требованиями стандартов оценки запасов. Использование такого прогноза для целей оценки экономического обесценения активов привело бы к значительным списаниям у большинства нефтегазовых компаний. Исходя из этого, компании, вероятнее всего, будут строить ценовой прогноз не на столь пессимистичных данных, формируя собственные прогнозы.

Историческая точность ценовых прогнозов на нефть оставляет желать лучшего. Тем удивительнее, что средняя цена за 9 месяцев 2015 г. составила 57 долларов за баррель, что близко к прогнозу в 60 долларов за баррель, использованному многими нефтяными компаниями для расчёта бюджетов 2015 г. Всё может испортить четвёртый квартал 2015 г. с ценой около 45 долларов, что, конечно, понизит годовую среднюю цену. Вместе с тем, даже отклонение на 10–15% от прогноза на 2015 г. – большой успех, в особенности если вспомнить о прогнозах некоторых уважаемых аналитиков в 2008 г., согласно которым стоимость нефти могла в перспективе достичь 200 долларов за баррель.

Однако как для целей бюджетного планирования, так и для признания обесценения активов в соответствии с международными стандартами учёта прогнозирования нефтяных цен просто необходимо, от этого не уйти. Конечно, никто не ожи-

дает от компаний аптечной точности, но любой прогноз должен иметь под собой разумные основания. Существует несколько подходов, которые используются для такого прогнозирования.

Самым простым методом (который, по признанию многих авторитетных специалистов, является не самым худшим «по исторической аккуратности», чем все другие) служит использование текущей цены на нефть на дату прогноза как постоянной величины на весь будущий горизонт планирования. По большому счёту, этот подход и заложен в общепризнанные методы расчёта запасов нефти. Однако у него, конечно, есть и существенный недостаток: данные о запасах, включая будущие денежные потоки, являются неотъемлемым приложением к отчётности публичных нефтегазовых компаний, и использование только этого метода может привести к большим списаниям и не отражать лучшую оценку руководства на отчётную дату, то есть на 31 декабря 2015 г.

Вторым общепринятым подходом к прогнозированию является использование нефтяных фьючерсов, которые позволяют об-

Консенсус-прогноз цен на нефть*

Прогнозы	Цена барреля Brent, долл.					
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2020–2025 гг.
Высокий	78	75	80	85	90	88
Низкий	50	55	60	60	60	59
Средний	61	65	70	73	75	75
Количество прогнозов	24	17	17	15	16	5

*Данные на октябрь 2015 года.

основать прогноз на срок от одного года до трёх лет. Текущие котировки фьючерсов на Brent дают прогноз от 43 до 49 долларов за баррель в 2016 г., 50–55 долларов в 2017 г. и 60–65 долларов в последующие годы.

Третьим способом прогнозирования является использование консенсус-прогнозов, представляющих собой сбор экспертных мнений, при формировании которых учитываются и уже упомянутые способы прогнозирования. На дату написания настоящей статьи наиболее актуален следующий консенсус-прогноз, обобщающий данные значительного количества экспертных прогнозов (см. табл.).

Наконец, можно подойти к прогнозированию со стороны себестоимости добычи. Следует отметить, что большинство аналитиков сходятся во мнении: 20 долларов за

баррель также являются той ценой, при которой нефтегазовые компании будут способны держаться на плаву в среднесрочной перспективе (до трёх лет). Но такая цена сведёт к нулю их операционный денежный поток, что приведёт к недоинвестированию и падению добычи. А это, в свою очередь, станет причиной дефицита и роста цен на нефть не более чем через три года после материализации такого сценария.

Текущая цена в районе 45 долларов за баррель обеспечивает существенный позитивный денежный поток и даёт возможность нефтегазовым компаниям выплачивать разумную доходность акционерам в течение ещё длительного периода. Но, конечно, не позволяет при этом в полной мере осуществлять желаемые инвестиции.

Таким образом, попытав попасть пальцем в небо, можно сформировать следующий диапазон прогнозов для их последующего взвешивания с целью рассчитать экономическое обесценение:

- негативный прогноз: 2016–2018 годы – диапазон от 20 долларов за баррель и выше; 2018 год и далее – диапазон от 40 долларов за баррель и выше;

- консервативный прогноз: цены на нефть на текущем уровне в 45 долларов за баррель на весь горизонт планирования;
- оптимистичный сценарий: вполне вероятно взять упомянутые выше фьючерсы и дополнить эту прогнозную базу данными по консенсус-прогнозу различных аналитиков, приведённому в таблице.

В дальнейшем, проведя экспертную оценку вероятностей таких сценариев на уровне руководства компании, можно было бы получить наиболее вероятный сценарий для целей расчёта экономического обесценения по международным стандартам и различные варианты сценариев для целей бюджетирования. Тем самым можно подготовить достоверную отчётность за 2015 год и реально оценить планируемое финансовое состояние в следующем году. ■



Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация – 2016

21 - 26 марта 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "ИПФ "Ипмс"

Инновационные решения в области КИП и автоматизации объектов нефтегазовой отрасли – 2016

4 - 9 апреля 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "ИПФ "Ипмс"

Выставка (в рамках конференции)

Контрольно-измерительные приборы и автоматизация - 2016

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

23 - 28 мая 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "ИПФ "Ипмс"

Строительство и ремонт скважин – 2016

19 - 24 сентября 2016 года / Анапа



ООО "Нефтегазовая ассоциация"

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "ИПФ "Ипмс"

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы – 2016

17 - 22 октября 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "ИПФ "Ипмс"



ООО "ИПФ "Ипмс"

Оргкомитет проекта «Черноморские нефтегазовые конференции»
тел./факс: (861) 216-83-63 (-64; -65); 212-85-85; e-mail: oilgasconference@mail.ru

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

РЕКЛАМА





«Газпром нефть»

Нефтесервис в тисках кризиса

Негативные эффекты падения цен на нефть и введения западных санкций усугубляются несовершенством государственной политики в данной сфере

Владимир БОРИСОВ,
президент Ассоциации нефтегазосервисных компаний, генеральный директор ООО МП «ГеоИнТЭК»

В условиях осложнения отношений с Западом в работе отечественных нефтесервисных компаний появились новые проблемы и болевые точки. Кризис выявил слабые места наших предприятий. Но есть ряд моментов, которые, на мой взгляд, помогут нам не потерять собственный рынок, остаться на нём и даже, возможно, увеличить свою долю. Вернее, вернуть то, что мы в своё время «подарили» западным компаниям. Если учесть санкции, то выход в Арктику, вероятно, придётся отложить. Или же он будет не таким простым, как представлялось ранее. Следовательно, необходимо эффективнее использовать потенциал имеющихся сухопутных месторождений в традиционных регионах нефтедобычи. А для этого нужно иметь развитый нефтесервис.



Что мешает развитию?

Конечно, повышение нефтедачи в «старых» нефтегазоносных провинциях требует масштабных инвестиций – не намного меньше тех, которые пойдут на освоение Арктики. Где их взять? Мы зна-

ем, что в стране кризис. Вроде бы мы должны привыкнуть, но кризис принципиально иной: стагнация, то есть сочетание инфляции, причём высокой, с падением экономики. Так что старые рецепты – заливать кризис деньгами – вряд ли помогут. А надёжных рецептов лечения таких болячек ещё не придумали. Нельзя забывать и о санкциях. К тому же нефть, главный кормилец, изрядно подвела. И, как предсказывают некоторые эксперты, тренд низких цен может затянуться. Минфин пока предлагает два варианта – экономить на пенсиях или увеличивать налоги на нефтяников. Скорее, произойдёт и то, и другое.

На банковскую систему надежд тоже мало. С конца 2014 г. банки предъявляют значительно более высокие требования к обеспечению по кредитам, настаивают на тройном обеспечении (залог недвижимости или транспорта, поручительство собственников бизнеса), не принимают в залог специальное оборудование, считая его неликвидным товаром, снижают стоимость залогового имущества в 2–3 раза по уже заключённым договорам. В свою очередь, предприятия испытывают хронический не-

достаток в инвестициях, вследствие чего практически невозможно формировать инвестпрограммы и перспективные планы работы на 3–5 лет вперёд.

Как же в таких условиях финансировать экономику в целом и нефтесервис в частности? У коррупционеров всех мастей накопились огромные финансовые ресурсы, и они не знают, куда их пристроить. Вот поэтому покупают за рубежом недвижимость, яхты и прочее. Недавно был сделан первый шаг по амнистии капитала для них. А куда вкладывать «амнистированные» средства? Надо создавать экономические условия, для того чтобы они пошли в производство, в том числе в добычу углеводородного сырья и развитие нефтесервиса.

Возникает и ещё одна проблема. В последнее время мы много говорим про трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ) и правильно говорим. Но крупные нефтяные компании ими заниматься не будут. Пример США показывает, что освоение «трудных» запасов – прерогатива преимущественно небольших нефтяных компаний. Однако в России в результате укрупнения ВИНК «малых» предприятий почти не осталось. Поэтому требуется создать для них определённые льготные условия. Предлагаю законодательно определить, что через 5 лет доля «малых» и «средних» компаний должна составлять не менее 50%. И тогда в стране начнётся очередная «нефтяная лихорадка».

А вот сервисные предприятия, наоборот, надо укрупнять. Сегодня в России наблюдается переизбыток небольших компаний данного сектора. Их больше, чем необходимо для обеспечения нужд крупных недропользователей. И именно высокая внутренняя конкуренция не позволяет развиваться российскому нефтесервису. Мы путаемся друг у друга под ногами. В тендере на простые работы участвуют до 10 сервисных предприятий. А на бурение нефтяники порой не могут найти подрядчиков.

Ещё один блок проблем связан с нефтяным оборудованием. Ведь именно сервисное звено является посредником между машиностроительными заводами и добычными предприятиями – сами ВИНК не будут напрямую покупать задвижки, превенторы, пакеры и т. д. Поэтому необходимо налаживание тесного взаимодействия между машиностроительным и сервисным секторами. По моему мнению, надо объединяться в кластеры, включающие в себя не только производителей оборудования, но и научные организа-



Сегодня в России наблюдается переизбыток небольших компаний данного сектора. Их больше, чем необходимо для обеспечения нужд крупных недропользователей. И именно высокая внутренняя конкуренция не позволяет развиваться российскому нефтесервису.

ции и учебные заведения. В нефтяных институтах нужно ввести нефтесервисные специальности. А их выпускники должны быть профессионально ориентированы (сегодня треть из них сразу меняет направление деятельности).

Следующая проблема – отсутствие передовых технологий. В мировой практике подобные технологии создают именно сервисные компании, а не добывающие. У них имеются собственные мощные научные центры, где ведутся соответствующие разработки. В России же ни у одной сервисной компании, даже крупной, подобных центров нет. Зарубежные сервисные корпорации свои центры к нам тоже не переводят. Поэтому необходимо стимулировать отечественные компании к их созданию. Здесь важна также поддержка региональных властей.

Есть и ещё один механизм стимулирования нефтесервиса. Сейчас государство пытается «разбудить» Дальний Восток путём создания территорий опережающего развития (ТОР), некоего варианта особых экономических зон. Президент Владимир

Путин, выступая на Восточном экономическом форуме, напомнил о многочисленных льготах, которые будут предоставлены бизнесу в пределах этих территорий на 5 и даже 10 лет. При этом он подчеркнул, что такая свобода даётся бизнесу для создания рабочих мест, хотя имеющийся российский опыт свидетельствует: льготные механизмы, успешно работающие в соседнем Китае, оказываются ущербными в отечественных реалиях. Впрочем, попробовать всё-таки стоит. И почему бы не придать статус ТОП проектам по освоению трудноизвлекаемых запасов, например нефти баженовской свиты. Потенциал бажена огромен, но правовая незащищённость среднего и малого бизнеса сдерживает его освоение. Причины известны: слабая проработка законодательной базы, отмена задним числом множества обещанных льгот приводят к потере интереса у инвесторов.

Чиновники вроде бы всё понимают и хотят создать льготный режим. Но в то же время бояться потерять контроль над бизнесом. Правда, Президент РФ Путин, кажется, всерьёз заговорил о необходимости разбюрокрачивания экономики. Это могло бы дать большой положительный эффект.

Безусловно, тормозящим фактором являются санкции. Но они носят как негативный, так и позитивный характер: открываются возможности импортозамещения, роста производства отечественного оборудования, создания собственных технологий. Хотя я бы предложил заменить слово «импортозамещение» на «импортонезависимость». Действительно, за-

мещать всё подряд, наверное, не стоит. Но иметь возможность работать независимо от зарубежных компаний – необходимо.

В Послании Федеральному Собранию 4 декабря 2014 г. В. Путин уделил импортозамещению особое внимание и поставил перед Правительством РФ задачу снять критическую зависимость от зарубежных технологий и промышленной продукции, включая станко- и приборостроение, энергетическое машиностроение, оборудование для освоения месторождений и арктического шельфа. Одновременно президент призвал сырьевые и инфраструктурные компании ориентироваться при реализации крупных нефтяных, энергетических и транспортных проектов на отечественного производителя, формировать спрос на его продукцию.

Продолжая привлечение иностранных подрядчиков к проектам, в которых успешно зарекомендовали себя отечественные компании, мы не только ещё более повышаем свою зависимость от импорта, но и лишаем возможности развития наших подрядчиков, которые и так остались практически без поддержки государства в столь сложный период.

Ориентация на Восток (то есть Китай) вместо Запада не решает поставленной президентом задачи импортозамещения. Учитывая преимущественно одностороннюю направленность интересов Китая и вызванную санкциями разницу в экономических возможностях, предполагаемое сотрудничество равных на самом деле окажется не чем иным, как экспансией доминирующего.

Конечно, малым и средним предприятиям освоить новые виды оборудования и услуг самостоятельно, за счёт собственных средств, проблематично. Для выполнения задачи импортозамещения необходимо привлекать инвесторов и использовать меры государственной поддержки. При этом заёмные денежные ресурсы должны быть доступными, а меры господдержки эффективными, как в настоящее время происходит в оборонно-промышленном комплексе. Там помимо прямого бюджетного финансирования используется и льготная кредитная схема (под 5% годовых).

КАК ПОДНЯТЬ НЕФТЕСЕРВИС?

В целях стимулирования эффективного и неуклонного развития нефтесервисной отрасли предлагается осуществить ряд мер, которые будут способствовать созданию наиболее благоприятных условий для её деятельности.



«Газпром нефтесервис»

Продолжая привлечение иностранных подрядчиков к проектам, в которых успешно зарекомендовали себя отечественные компании, мы не только ещё более повышаем свою зависимость от импорта, но и лишаем возможности развития наших подрядчиков, которые и так остались практически без поддержки государства в столь сложный период.

1. Разработать государственную программу ускоренного формирования кластера нефтегазосервисных услуг. Она должна быть нацелена на кооперирование и интегрирование всех заинтересованных лиц по разработке и освоению инновационных технологий и нефтегазового оборудования, выработке необходимых инженеринговых компетенций, которые обеспечивают снижение себестоимости нефтегазодобычи и повышение производительности труда.

2. Принять базовый федеральный закон о регулировании деятельности в области нефтесервиса, направленный на создание необходимых условий для широкой и глубокой локализации сервисных мощностей на территории России.

3. Внести дополнения в Федеральный закон от 31.12.2014 г. № 488-ФЗ «О промышленной политике», предусматривающие государственное стимулирова-

ние ускоренного развития и промышленной кооперации предприятий нефтегазового машиностроения и нефтегазосервиса.

4. Подготовить постановление Правительства РФ (на основании пунктов 1 и 2 части 8 статьи 3 Федерального закона от 18.07.2011 г. № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц»), устанавливающее приоритет продукции и услуг российского происхождения по отношению к аналогичным товарам (услугам), предоставляемым иностранными лицами. Необходимо также ввести авансирование или сокращённые сроки оплат работ, выполняемых субъектами малого и среднего предпринимательства в сфере нефтегазового сервиса.

5. Выделить нефтесервисную отрасль в качестве отдельного субъекта правового регулирования с присвоением специального кода ОКВЭД.

6. На период кризиса предоставить предприятиям нефтесервиса отсрочку по уплате налогов (НДС, НДФЛ), заключив с ними соответствующий договор под гарантию Правительства РФ или региона с обязательством создания новых рабочих мест.

7. Ввести льготу по возврату недропользователям не только стоимости заказанного и оплаченного оборудования, но и сервисных услуг, оказанных предприятиями России.

8. Внести изменение в налоговое законодательство. НДС уплачивать по факту оплаты продукции и услуг, а не их отгрузки или предоставления. В настоящее время предприятия уплачивают налоги, не получив дохода (срок расчёта по договорам с заказчиками достигает 60–90 дней), то есть авансируют государство.

9. Создать условия по получению «длинных» кредитов на развитие предприятий и модернизацию производственных процессов сроком до 10 лет по льготным ставкам (до 5%).

10. Увеличить сроки кредитования проектов, которые помогут развить собственные технологии и модернизировать производственно-техническую базу. Необходимо также остановить тенденцию по необоснованному завышению требований к финансовому состоянию заёмщиков и залоговому имуществу.

Если предлагаемые меры будут реализованы, то нефтяной сервис получит мощный импульс к развитию и сможет справиться с нелёгкой задачей освоения ТРИЗ. ■

Операция «декарбонизация»



Мир переходит к низкоуглеродной экономике – чем это чревато для России?

Мария КУТУЗОВА

С 30 ноября по 11 декабря 2015 г. в Париже прошла климатическая конференция ООН. В преддверии форума появились новые данные о стремительном расширении источников энергии (ВИЭ) в целом ряде стран. При этом эксперты отмечают, что в прошлом году рост мирового ВВП (на 3%) впервые не сопровождался увеличением выбросов углекислого газа. Различные государства всё чаще вводят в действие нормы, стимулирующие развитие «зелёной энергетики». Благодаря этому ВИЭ, согласно данным Международного энергетического агентства, обеспечили в 2014 г. почти 50% прироста мировой электрогенерации. Инвестиции в данный сектор в развивающихся странах выросли на 36% по сравнению с предыдущим годом, до 131 млрд долларов, и приблизились вплотную к показателю развитых государств, потративших на эти цели 139 млрд долларов.

СВОБОДУ ОТ ИСКОПАЕМЫХ!

Глава правительства Швеции Стефан Лоффен, выступая в конце сентября на Генассамблее ООН, заявил о намерении этой скандинавской страны стать первым в мире государством, полностью отказавшимся от ископаемого топлива. Сейчас Швеция обеспечивает себя возобновляемой энергетикой на 67%. Новый бюджет страны предполагает расходы в размере 1 млрд долларов на установку солнечных панелей и ветрогенераторов. Дополнительные средства будут выделены на закупку общественного электротранспорта, создание и усовершенствование аккумуляторов. Шведское правительство также собирается помочь всем жителям страны, желающим переоборудовать свои дома, сделав их энергоэффективными. «Моя цель – преобразовать Швецию в государство всеобщего благосостояния, преодолевшее зависимость от ископаемых видов топлива, а также поощрить внедрение шведскими компаниями инноваций в области защиты окружающей среды, в которых нуждается мир», – заявил Лоффен. При этом он подчеркнул, что обеспечение всеобщего доступа к надёжным и экологически чи-

стым источникам энергии является одной из целей устойчивого развития ООН.

В свою очередь, правительство Дании ещё в конце 2011 г. утвердило программу, согласно которой к 2020 г. ветрогенераторы должны будут на 50% обеспечивать потребности страны в электроэнергии. А полный переход на ВИЭ был запланирован к 2050 г. Однако, скорее всего, и первая, и вторая цели будут достигнуты гораздо раньше. По замыслу датских властей, половину «зелёной» энергии должны вырабатывать ветроустановки. Кроме того, предполагается шире использовать биогаз, активнее создавать «умные» электросети и внедрять энергосберегающие технологии.

В Австрии сегодня уже 75% электроэнергии генерируется благодаря ВИЭ. Самый крупный регион страны – Нижняя Австрия – полностью перешёл на возобновляемые источники при производстве электроэнергии: 63% даёт гидроэнергетика, 26% – ветроэнергостанции, 9% – использование биомассы, 2% – солнечные электростанции. Инвестиции в развитие ВИЭ начиная с 2002 г. составили 2,8 млрд евро.

Среди других лидеров альтернативной энергетики – Германия. Согласно прогнозам, в этом году в Германии 193 млрд

кВт • ч (до 33% общего производства электроэнергии) будут получены благодаря солнцу, ветру и другим возобновляемым источникам. Это на 20% больше, чем в прошлом году (161 млрд кВт • ч). Стоимость генерации электроэнергии из ВИЭ в стране быстро снижается. Рост доли возобновляемых источников делает Германию менее зависимой от традиционных видов топлива и позволяет достичь необходимых целей в сфере защиты климата. В соответствии с прогнозами, до 2040 г. страна может отказаться от угля. «Германия имеет все шансы стать лидером и показать, как можно жить без атомной и угольной энергетики, замещая их «зелёной» энергетикой на осно-

идёт настоящая революция в сфере энергетики и создания топлива для различных двигателей, в том числе для общественного и личного транспорта. Наконец, входы снова поступают на производство в качестве сырья», – рассказал Р. Фюкс.

По его словам, невероятную скорость набирают и инновации. «Последняя из базисных инноваций – digital revolution – развивается невиданными темпами, и уже накатывают новые инновационные волны – возобновляемые виды энергии, электромобили, биотехнологии, новые материалы, робототехника, нанотехнологии, искусственный фотосинтез – палитра новых технологий



ве возобновляемых источников и энергоэффективных технологий. Миф о том, что «зелёная энергетика» – это дорого, лопнул. Даже в России многие проекты ВИЭ и энергосбережения уже экономически выгодны», – комментирует ситуацию руководитель энергетической программы «Гринпис России» Владимир Чупров.

СМЕНА ЛИДЕРОВ

В рамках публичной дискуссии Книжного клуба Фонда имени Генриха Бёлля и Фонда Егора Гайдара – «Зелёная революция: как изменят мир возобновляемые источники энергии» – Ральф Фюкс, публицист и экс-сенатор по вопросам окружающей среды и городского развития города Бремена, отметил, что Россия находится сегодня в очень непростом экономическом положении. Выход, по его мнению, заключается в связке экологичной экономики с благоприятным инвестиционным климатом. «В мире уже происходят структурные изменения. Во-первых, это увеличение эффективности использования ресурсов, например энергосберегающие технологии. Во-вторых, в разных странах полным ходом

и продуктов становится всё шире. Стремительно совершенствуются компьютеры, что открывает вновь созданные возможности для учёных. Мощные поисковые системы и сетевые базы данных предоставляют доступ к любой информации в любой точке земного шара. Размываются границы между научными дисциплинами. В междисциплинарном пространстве формируются новые знания. Одновременно глобализируется производство знаний. В разных странах над новыми идеями и проектами работает невиданное количество учёных. Особенно высокие темпы инноваций наблюдаются в азиатских странах. За последние пять лет количество заявок китайских изобретателей в Европейское патентное ведомство увеличилось в 5 раз. Ещё несколько лет, и Китай вытеснит Германию с третьего места по количеству запатентованных инноваций (возглавляют список Соединённые Штаты, следом с большим отрывом идут Япония и Германия). Китай уже нельзя называть только мировой фабрикой. Скоро он станет ещё и мировой научно-исследовательской лабораторией», – отметил политик. Одна из инновационных

разработок последнего времени, на которой остановился Ральф Фюкс, – создание в КНР поезда на водородном топливе.

Китай и Индия активно развивают альтернативную энергетику. Ранее китайское «экономическое чудо» было основано преимущественно на использовании ископаемых источников энергии. В стране сжигалось около половины потребляемого в мире угля. В результате за последние 10 лет в Поднебесной в два раза выросли выбросы углекислого газа. Но серьёзные проблемы с загрязнением воздуха и протесты населения привели к изменениям в государственной политике. Китай начал активно инвестировать в возобновляемые источники энергии. Уже к 2011 г. в стране производилось 58 ГВт ветровой энергии в год, что составляло 25% общемирового показателя. До конца этого года ветроэлектростанции должны дать более 100 ГВт энергии.

Китай стал также крупнейшим в мире производителем солнечных батарей. До сих пор львиная их доля шла на экспорт, прежде всего в Германию. Но сегодня КНР расширяет собственное производство солнечной энергии и уже выходит на другие рынки альтернативной энергетики.

Две крупные китайские энергокомпании – Sany Group и Chint Group – намерены вложить в индийские проекты возобновляемой энергетики (ветротурбины и ТЭС на солнечных батареях) более 5 млрд долларов. Сейчас Индии свыше 60% энергии даёт угольная генерация. Правительство страны поставило цель: увеличить мощности ВИЭ с сегодняшнего уровня 37 ГВт до 175 ГВт к 2022 г. Предполагается инвестировать в эту сферу порядка 200 млрд долларов. Компании из Японии и Тайваня заявили о заинтересованности в участии в данных проектах на территории Индии.

«Возобновляемые источники энергии во всё большей степени начали заменять ископаемое сырьё. Китай в этом году, безусловно, станет абсолютным лидером и ветровой, и солнечной энергетики. До сегодняшнего дня лидером солнечной энергетики была Германия, но в текущем году Китай её опередит в абсолютных показателях мощности. Уже сегодня в КНР установлено более 100 ГВт ветроэнергетических мощностей, а к 2020 г. ожидается, что мощность только ветровых электростанций в стране составит 250–280 ГВт. Представит такие объёмы достаточно просто – это больше, чем вся российская электроэнергетика. В Европейском союзе в 2014 г. 100% всего прироста новых энергетических мощностей пришлось на воз-

обновляемую энергетику. Первое место занимает ветровая энергетика, на втором – солнечная. Можно посмотреть на прогнозные цифры, которые даёт Министерство энергетики Соединённых Штатов: возобновляемая энергетика выходит на первое место по приросту мощностей», – утверждает Владимир Сидорович, директор Института энергоэффективных технологий в строительстве.

Мировой рынок солнечных панелей, стимулируемый государством в США и Китае, бьёт рекорды. Согласно исследованиям IHS Technology, в первом квартале 2016 г. в мире будет введено в строй 16,82 ГВт, а во втором – ещё 17,73 ГВт солнечных панелей.

В Соединённых Штатах в настоящее время мощность солнечной энергетики составляет 22,7 ГВт. Она обеспечивает 13% производства всей электроэнергии. Согласно плану президента Барака Обамы, к 2030 г. её доля достигнет 28%. Борющаяся за право стать кандидатом на пост президента Хиллари Клинтон в конце июля нынешнего года заявила о том, что будет стремиться довести эту цифру до 33% к 2027 г.

Стоимость производства панелей сокращается, что делает этот ВИЭ привлекательным для инвесторов. В своём новом Technology Outlook BP прогнозирует дальнейшее снижение затрат в сегментах ветровой и солнечной энергетики на 14% и 24% соответственно.

Путь для стран и компаний

По мнению руководителя Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН Станислава Жукова, в период 2020–2025 гг. произойдёт ряд неоднозначных событий, которые окажут существенное влияние на спрос нефти. Политика декарбонизации мировой экономики повышает вероятность введения обывающего глобального механизма платы за выбросы парниковых газов. Анализ национальных планов более 150 стран мира по сокращению выбросов парниковых газов показывает их высокую готовность к привлечению «зелёных» инвестиций. На финальной стадии находятся дорожные карты по декарбонизации для большого числа стран.

«Государственные институты развития, финансовый сектор и компании совершенствуют механизмы финансирования и продвижения низкоуглеродной парадигмы. В июне 2015 г. странами G7 была принята декларация об отказе от ископаемых топлив к концу XXI века и готовности мобилизовать финансовые ресурсы для глобального продвижения низкоуглеродной повестки дня. В сентябре этого года Большая два-

дцатка (G20) поддержала усилия Climate Finance Study Group – сформировать предложения по продвижению финансирования «зелёных» инвестиций. В декабре этого года COP-21 в Париже предложит универсальные практические механизмы верификации выбросов и регулярного обновления и конкретизации национальных обязательств», – отметил Жуков, выступая в рамках семинара в ИМЭМО.

По словам учёного, два ведущих эмитента парниковых газов – США и Китай – принимают активное участие в глобальном диалоге о климате. В то же время крупнейшие мировые неэнергетические корпорации усиливают поддержку процесса декарбонизации. В 2014 г. создан глобальный клуб компаний, преследующих цель полностью отказаться от использования ископаемого топлива. В настоящее время в него входят 38 корпораций, включая лидеров мировой экономики: BT Group, Commerzbank, Goldman Sachs, IKEA Group, Johnson & Johnson, Marks & Spencer, Mars Incorporated, Nestlé, Nike, Philips, Procter & Gamble, Steelcase, Swiss Re, UBS, Unilever и Walmart.

20–21 мая 2015 г. на глобальном саммите в Париже международные, региональные и национальные бизнес-ассоциации, представившие 6,5 млн компаний, принципиально поддержали продвижение к низкоуглеродной парадигме. 19 октября 2015 г. 81 крупнейшая американская корпорация подписались под инициативой Обамы The American Business Act on Climate Pledge, взяв на себя обязательства по декарбонизации бизнеса.

Ряд глобальных нефтяных компаний на фоне вышеупомянутых технологических прорывов также пытаются участвовать в программах НИОКР по широкому кругу направлений (биотопливо второго и третьего поколений, электромобили, топливные элементы, солнечная энергия). Российские ВИНК тоже начали осваивать новый сегмент экономики. В 2014 г. в Румынии заработала лукойловская ветроэлектростанция Land Power мощностью 84 МВт. На незадействованных площадях НПЗ в Плоешти сдана в эксплуатацию фотоэлектрическая станция мощностью 9 МВт. Но главные активы компании в области возобновляемой энергетики расположены на Юге России. Четыре гидроэлектростанции, принадлежащие ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (Цимлянская, Краснополянская, Белореченская и Майкопская), имеют суммарную мощность 297,8 МВт, а выработка электроэнергии в 2014 г. составила 865 млн кВт • ч.

Российская компания в последние годы активно сотрудничает в области ВИЭ с итальянской ERG Renew, специализирующейся на реализации проектов в сфере ветровой и солнечной энергетики. Она является ведущим производителем ветровой энергии в Италии и входит в десятку крупнейших владельцев ветроэлектростанций в Европе. В мае 2011 г. было создано совместное предприятие LUKERG Renew GmbH. Приоритетное направление деятельности данного СП – реализация ветроэнергетических проектов в Болгарии и Румынии, где действует система господдержки ВИЭ. В июне 2012 г. была приобретена действующая ВЭС Черга установленной мощностью 40 МВт в Болгарии. В сентябре 2013 г. СП получило контроль ещё над двумя ветроэлектростанциями – Hragovo (мощность 14 МВт, Болгария) и Gebeleisis (70 МВт, Румыния). Таким образом, суммарная мощность ветрогенерации в рамках LUKERG Renew составила 208 МВт.

В 2014 г. «ЛУКОЙЛ» установил ветроагрегат на одном из своих месторождений в России, что позволило существенно сократить потребление привозного дизельного топлива и снизить воздействие на окружающую среду.

Ещё одно направление связано со строительством фотоэлектрических станций. В декабре 2011 г. предприятие LUKOIL Energy & Gas Bulgaria ввело в эксплуатацию ФЭС мощностью 1,25 МВт на незадействованных в производственных процессах площадках ТЭЦ. Предприятие S.C. LUKOIL Energy & Gas Romania S.R.L. в прошлом году сдало в эксплуатацию фотоэлектрическую станцию мощностью 9 МВт, расположенную на НПЗ в Плоешти.

Технологии использования ВИЭ становятся дешевле и набирают популярность как в США и Европе, так и в азиатских странах, на Ближнем Востоке и даже в некоторых африканских государствах. Они связывают с возобновляемой энергетикой не только улучшение экологической ситуации (как, например, в Китае), но и возможность быстрого прогресса в самых неблагоприятных с точки зрения развития экономики районах и борьбы с бедностью. И это неизбежно приведёт к сокращению потребления углеводородного сырья во всех регионах мира. Поэтому, если Россия намерена сохранить за собой роль «энергетической супердержавы», ей также необходимо взять на вооружение технологии XXI века и не отставать от этого глобального процесса. ■

Третья беда России

Повышение энергоэффективности и внедрение энергосберегающих технологий становятся основной движущей силой развития ТЭК

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Чем измеряется успех того или иного государства в сфере энергетики? Только ли миллионами тонн добытой нефти и миллиардами кубометров газа, гигантскими объёмами потреблённых и экспортированных энергоресурсов? Нет, в XXI веке на повестке дня совсем иные критерии успешности. Они заключаются в умении экономно и рационально распорядиться имеющимися природными богатствами, при этом снизив негативное воздействие на окружающую среду. Но насколько этот тезис применим к России? Как шутят некоторые эксперты, низкая энергоэффективность – третья беда нашей страны после дорог и дураков.

Хотя в последнее время ситуация начала меняться. «Россия предпринимает активные шаги по решению проблемы глобального потепления. Наша страна вышла на одно из первых мест в мире по темпам снижения энергоёмкости экономики – на 33,4% в период с 2000-го по 2012 г. По итогам реализации программы “Энергоэффективность и развитие энергетики” мы рассчитываем добиться к 2020 г. сокращения ещё на 13,5%», – заявил в ходе климатического саммита в Париже Владимир Путин.

Действительно, статистика показывает, что в последние годы удельное потребление энергоресурсов в сфере ЖКХ сокращается (см. рис. 1). А в перспективе эта тенденция может ещё более укрепиться (см. рис. 2), что должно привести к колоссальной экономии углеводородного сырья.

Учитывая, что согласно проекту Энергетической стратегии на период до 2035 г. добыча нефти в стране прекратит рост и стабилизируется на отметке 525 млн т в год, именно повышение энергоэффективности должно стать основным фактором роста отечественного нефтяного и газового экспорта. Сэкономленные внутри страны баррели и кубометры могут быть направлены на внешние рынки, тем самым увеличивая валютную выручку и доходы бюджета.

Но действительно ли Россия умеет экономить? Или её «щедрая душа» и принципы рационального отношения к энергоресурсам несовместимы? Ответ на этот вопрос дал прошедший недавно Ярославский энергетический форум, на котором обсуждались передовые отечественные и зарубежные практики в области энергосбережения.

ЯРОСЛАВСКИЕ ПЕРВОПРОХОДЦЫ

Ярославская область уже не первый год по праву становится площадкой для обсуждения важнейших проблем ТЭК, ибо именно на территории этого региона внедряются передовые практики, позволяющие обеспечить рациональное использование энергоресурсов. Так, сразу две ярославские инициативы были признаны лучшими на II Всероссийском конкурсе реализованных проектов в области энергосбережения, повышения энергоэффективности и развития энергетики, который проводился в рамках форума «ENES 2015».

Первая из них – энергосервисный контракт, заключённый в Ростове Великом. Местные власти впервые в России осуществили модернизацию систем уличного освещения без вложения бюджетных средств, за счёт инвестиций энергосервисной компании, которые город возвращает из сэкономленных платежей за электроэнергию. В феврале 2014 г. в Ростове заменили более 800 светильников с устаревшими, токсичными и «прожорливыми» лампами на современные, энергоэффективные, безопасные и высоконадёжные светодиодные приборы. В результате общий объём энергопотребления снизился минимум на 35%. В денежном выражении только за 1,4 года действия программы экономия составила почти 2 млн рублей. А за все 6 лет реализации проекта при текущих ценах на энергоресурсы экономический эффект достигнет 14 млн рублей.

Ещё один диплом победителя получили власти Любимского района. Там, в деревне Закобякино, был реализован проект по переводу угольной котельной на альтернативный вид топлива – древесную щепу. Старое оборудование имело высокий уровень износа, требовало значительных затрат на обслуживание и не обеспечивало необходимой температуры на объектах социальной сферы. Замерзали пациенты фельдшерско-амбулаторного пункта, а местные школьники сидели на уроках в верхней одежде. В итоге правительство Ярославской области приняло решение о переводе котельной на альтернативное топливо. В районе действуют пять деревообрабатывающих предприятий, поэтому в качестве замены выбрали древесную щепу. После пуска модернизированной котельной термометры уверенно поползли вверх, а бюджетные расходы вниз. Использование био-



Рис. 1. Удельные показатели энергопотребления в России, кг условного топлива на 1 м² жилой площади

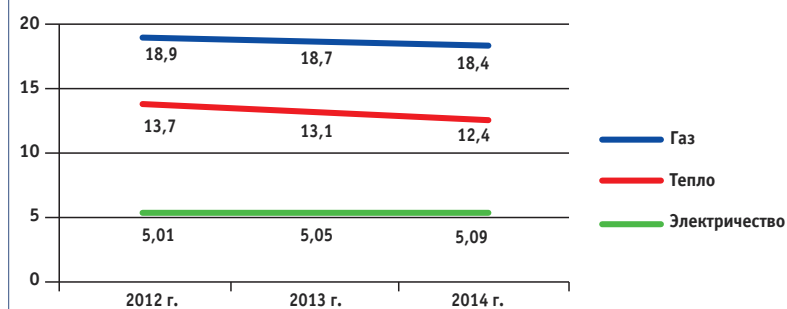
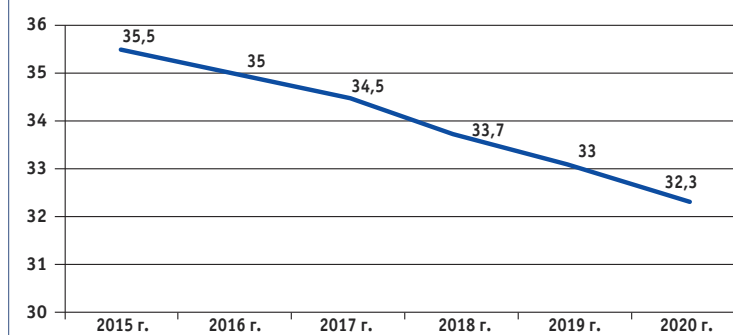


Рис. 2. Потенциал энергосбережения в ЖКХ, кг условного топлива на 1 м² жилой площади



топлива позволяет вдвое снизить тарифы на отопление – с 3 до 1,3–1,5 тыс. рублей за гигакалорию. Инвестиции в проект составили 12 млн рублей, они должны окупиться уже через пять лет. Подобную модернизацию планируется осуществить ещё на 4 угольных котельных в Любимском районе, а также распространить инновационный опыт на другие города области.

Но этими двумя достижениями список успехов Ярославской области в сфере энергоэффективности не исчерпывается. В ходе форума заместитель председателя правительства области Наталья Шапошникова рассказала ещё о нескольких инициативах, аналогов которым нет в России. В случае тиражирования в других субъектах РФ они могут обеспечить значительную экономию энергоресурсов.

В частности, в Ярославской области уже больше двух лет идёт реализация программы консолидации и восстановления электрических сетей. Одно из её направлений – передача на баланс АО «ЯрЭСК» (совместное предприятие регионального правительства и «МРСК Центра») электросетей садоводческих некоммерческих товариществ (СНТ). Износ таких сетей превышает 70%, дачники не в силах взять на себя затраты по их содержанию и ремонту и в случае аварийных ситуаций неделями сидят без света.

Всего на территории области имеется около 720 СНТ, которые объединяют порядка 120 тыс. граждан. В том числе 57 товариществ уже заключили договор с «ЯрЭСК», ещё 17 СНТ находятся в стадии принятия решения. Для поддержки данной программы из бюджета Ярославской области в 2016 г. планируется выделить не менее 20 млн рублей, в 2017–2020 гг. – ещё 40 млн. А в целом, чтобы привести сетевое хозяйство СНТ в более-менее надлежащее техническое состояние, потребуется не менее 130 млн рублей.

После передачи сетей на баланс «ЯрЭСК» энергетики не только занимаются их обслуживанием, но и модернизируют, применяя «умные» технологии. Это приводит к снижению и энергопотребления, и затрат садоводов. К примеру, в СНТ «Майский» внедрена автоматизированная система учёта электроэнергии, установлено 133 индивидуальных и 4 общих прибора учёта нового поколения. Показания счётчиков списываются автоматически, программа исключает возможность несанкционированного подключения и обеспечивает ведение прозрачных и справедливых расчётов за реально потреблённый объём ресурса.

«Садоводы теперь будут заинтересованы в том, чтобы экономить, потому что всё учитывается. Пока нет счётчиков – нет стимулов для использования тех же энергосберегающих светильников и т. п. Предполагается применять различные механизмы повышения энергоэффективности. В частности, введение специальных тарифов для периодов максимальной нагрузки и тарифов выходного дня. То есть можно будет планировать свою жизнедеятельность таким образом, чтобы в «дорогие» часы минимально расходовать электроэнергию. Эффект налицо – раньше потери электроэнергии достигали 40%, а теперь они сократились до 8%, а в некоторых случаях даже до 6%. Дачники говорят, что у них в разы упал размер платежей за электроэнергию. К тому же они теперь могут спать спокойно, поскольку за безопасность отвечает специализированная организация, у которой есть ремонтные бригады, техника, диспетчерская служба и т. д. И в случае необходимости аварийно-восстановительные работы будут проведены быстро и эффективно», – отмечает Н. Шапошникова.

Следующий проект – создание первого в России «умного» общедомового учёта. Дом № 15 на улице Лермонтова в Ярославле стал первым в РФ полностью оснащённым автоматизированными системами учёта. Ранее ярославские энергетики сталкивались здесь с традиционными для таких объектов проблемами: незаконными подключениями, бесконтрольным потреблением электроэнергии в зонах общего пользования, аварийным состоянием электропроводки, неплатежами и задолженностями. В свою очередь, жители жаловались на частые отключения и скачки напряжения, опасные для сложной бытовой техники.

В октябре 2015 г. в общежитии была установлена автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии. Современные счётчики дистанционно передают показания в data-центр. Там же можно отследить попытки вмешательства в работу приборов учёта, что исключает незаконные подключения. Автоматизированная система позволяет определить объём ресурса, который израсходовали жильцы конкретной комнаты. Это решает проблему сверхнормативных потреблений и недобросовестных соседей.

СЕТИ СТАНОВЯТСЯ «УМНЫМИ»

В ближайшее время масштабы внедрения интеллектуальных сетей в Ярославской области будут значительно расширены. Она стала одним из трёх регионов (наряду с Ленинградской и Тульской областями), которые ГК «Россети» выбрала для реализации пилотного проекта, поддерживаемого Правительством РФ. В 11 районах области будет установлено более 120 тыс.

современных электросчётчиков. Причём это не потребует никаких дополнительных затрат со стороны жителей и предприятий. Опыт, полученный в рамках этого проекта, может быть тиражирован и в других субъектах РФ.

Главной особенностью проекта является применение «интеллектуальных» приборов учёта с дистанционной автоматической передачей данных. То есть их обладателям больше не нужно будет заполнять квитанции на оплату электроэнергии. Но потребитель всегда сможет сверить показания счётчика через Интернет, в личном кабинете абонента. Благодаря этому будет исключена возможность ошибок при визуальном снятии показаний контролёрами. А значит, снижается риск спорных ситуаций между потребителями и сетевой организацией.

По расчётам энергетиков, интеллектуальные сети позволят на 15% сократить потери на тех участках сети, где они используются, ежегодно экономя более 20 млн кВт • ч электроэнергии.

Но обеспечение энергоэффективности, конечно, невозможно без широкого участия самих энергопотребителей. К сожалению, опыт показывает, что для достижения экономии ТЭР нужен не только «пряник» (бесплатные интеллектуальные счётчики, «дешёвые» часы и т. д.), но и кнут. То есть введение жёсткой ответственности за неплатежи. Эта тема активно обсуждалась в ходе заседания Координационного совета по развитию энергетики, энергосбережению и энергоэффективности Ассоциации межрегионального социально-экономического взаимодействия «Центральный федеральный округ», которое прошло в рамках Ярославского форума. Его участники отметили необходимость внесения поправок в законодательство, касающихся усиления платёжной дисциплины потребителей энергоресурсов (как электроэнергии, так и газа). Речь идёт о начислении пеней в зависимости от просрочки и предоставлении банковских гарантий в качестве обеспечительных мер для уже «провинившихся» плательщиков.

Ещё один ключевой вопрос в борьбе за энергоэффективность – инвестиции. Понятно, что только за счёт государственного или регионального бюджета его не решить, а перекладывать финансовый груз на плечи промышленных предприятий и рядовых граждан в нынешних непростых экономических условиях – недопустимо. Поэтому необходимо искать внешние источники финансирования. И тут Ярославской области тоже есть чем похвастаться. В ходе форума компании «Делора», «ЭНЕКС» и некоммерческое партнёрство «Российское теплоснабжение» подписали соглашения с правительством региона о модернизации ряда энергетических объектов.

«Речь идёт об устаревших котельных, которые в основном работают ещё на мазуте, а некоторые даже на дизельном топливе, что крайне неэффективно. Это приводит к огромным затратам и к необходимости компенсации тарифа для населения за счёт бюджета Ярославской области, что неправильно. Поэтому котельные необходимо переводить на газ, где для этого есть возможность. А где её нет – на возобновляемые источники (щепка либо пеллеты), – поясняет председатель правительства Ярославской области Александр Князьков. – Это будут наши пилотные проекты по привлечению частных инвестиций. Мало регионов, которые так близко подошли к реализации этой программы».

Работа развернётся в 6 районах – Ростовском, Борисоглебском, Тутаевском, Рыбинском, Ярославском и Даниловском. В том числе будет реконструирована основная котельная, обеспечивающая город Данилов. Планируется, что компании-инвесторы осуществят модернизацию котельных путём монтажа блочно-модульного оборудования. Кроме того, будут рекон-

струированы распределительные сети. Все процессы на новых объектах планируется полностью автоматизировать, управление же будет осуществляться с единого пульта.

Объёмы финансовых вложений в данный проект пока окончательно не определены, они будут оговариваться в рамках конкретных договоров по каждой котельной. По оценкам А. Князькова, инвестиции каждой из двух компаний, подписавших соглашение, составят около 100 млн рублей. В бюджете области на 2016 г. также заложено 100 млн рублей на эти цели. Такое объединение усилий частного бизнеса и региональных властей позволит значительно продвинуться на пути повышения энергоэффективности.

ЭКОНОМИЯ НАЧИНАЕТСЯ «СНИЗУ»

Очень многое зависит также и от местных властей, которые находятся «на переднем крае» борьбы за энергоэффективность. В этом журналисты, освещавшие Ярославский форум, смогли убедиться в ходе пресс-тура по Угличскому району. В этом уголке России, который у широкой публики обычно ассоциируется с Древней Русью, а не с передовыми технологиями XXI века, удалось добиться значительных результатов в плане внедрения современных подходов к энергоэффективности.

Как отмечает глава администрации Угличского муниципального района Сергей Маклаков, ещё лет 10 назад здесь действовали исключительно мазутные котельные, которые сжирали по 5–10 т мазута в сутки. Местному бюджету это обходилось в десятки миллионов рублей. Поэтому было принято решение о закрытии ряда котельных и укрупнении оставшихся с одновременным переводом домов на индивидуальную схему теплоснабжения. *«Приходилось проводить десятки встреч с населением, убеждать и уговаривать. И пришло чёткое понимание, что мы шли по правильному пути... Все строящиеся дома были ориентированы только на индивидуальное отопление, потому что по стоимости теплоснабжения это небо и земля по сравнению с мазутными котельными. Вообще непонятно, зачем раньше строили большие котельные в малых городах. У нас нет 15-этажных домов, а для пятиэтажек лучше подходит именно индивидуальное отопление», – рассказывает С. Маклаков. Оставшиеся котельные приведены в порядок, что позволило значительно сократить утечки тепла, раньше обходившиеся бюджету в 15–20 млн рублей в год.*

В успехе этой программы журналисты смогли убедиться очно, посетив новую котельную в микрорайоне Солнечный, пущенную 12 июля 2015 г. Раньше район с населением порядка 6 тыс. человек отапливала котельная завода «Угличмаш». Но предбанкротное состояние предприятия не давало возможности проводить ремонтные и восстановительные работы на объекте. Поэтому котельная находилась в крайне удручающем положении и не могла должным образом обогревать дома.

Строительство новой котельной началось в 2013 г. силами ОАО «Ярославская генерирующая компания» при поддержке правительства Ярославской области и администрации Угличского района. Стоимость проекта достигла 132 млн рублей, 30% из них составили средства ЯГК, а 70% были привлечены в виде кредита. Объект работает на природном газе, производя и тепло, и электроэнергию. Его общая мощность – 22,9 МВт. В состав оборудования входят одна когенерационная установка мощностью 200 кВт, три водогрейных котла по 7 МВт каждый и один на 1,7 МВт.

Одновременно со строительством котельной в микрорайоне Солнечный проведена полная замена распределительных внутриквартальных тепловых сетей с применением современных полиэтиленовых труб. После запуска котельная даёт тепло более чем 60 многоквартирным домам и социально значимым

объектам Углича. Её мощности будет достаточно и при дальнейшей застройке микрорайона.

Много внимания уделяется в Угличе и вопросам энергосбережения – осуществляется утепление крыш, окон и т. д. Ярким примером эффективного подхода к этой проблеме стало строительство нового детского сада в городе. При его сооружении не поспешили и потратили чуть больше средств на утепление полов и стен. И сегодня новый садик потребляет энергии меньше, чем старый, имеющий меньшую площадь.

В перспективе Угличский район собирается взять на вооружение механизм энергоконтрактов. В частности, идут поиски партнёра для модернизации системы городского освещения. Обсуждается также возможность заключения соглашения с инвестором для реконструкции водоканалов ряда малых городов Ярославской области, включая Углич.

НА ПУТИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Ещё одна важная проблема, которую необходимо решить для обеспечения энергоэффективности отечественной экономики, – налаживание выпуска в России современного высокотехнологичного оборудования для нужд энергетики. Вопросам импортозамещения был посвящён один из «круглых столов» в рамках Ярославского форума. Как отметил его модератор Рашид Артиков, заместитель генерального директора НП «Российское теплоснабжение», многие отечественные предприятия в последнее время заявили, что они готовы заместить зарубежную продукцию. Однако анализ показывает, что по своим качественным характеристикам российское оборудование очень часто уступает иностранному.

Правда, в последнее время к решению этой проблемы подключились наши энергетические гиганты. Так, «Газпром» создал департамент импортозамещения, а также разработал справочник импортозамещаемой продукции, где конкретно указывается, какую зарубежную технику можно заменить отечественной. Чтобы попасть в данный справочник, российские изделия проходят дополнительную экспертизу и подтверждают своё качество. Аналогичные усилия предпринимают «Роснефть» и «Россети». Да и машиностроительные предприятия постепенно подтягиваются и начинают производить новую конкурентоспособную продукцию.

В свою очередь, генеральный директор компании «Цер» Оксана Осипенко отметила, что во многих странах мира, достигших больших успехов в технологической сфере (Япония, США, Китай, Финляндия и др.), используется широкая гамма методов государственной поддержки научно-инженерных разработок. Это и прямое государственное финансирование, и предоставление налоговых льгот, и создание специальных научных центров. Но особую роль играет защита прав интеллектуальной собственности. В частности, в США учёный или инженер, создавший новую технологию, получает пожизненное роялти независимо от того, продолжает ли он работать в компании или уходит из неё. В России же новые разработки абсолютно не защищены законом – они практически беспрепятственно воруются и копируются (причём зачастую на гораздо низшем уровне, чем оригинал). В результате исчезают стимулы для научно-технического прогресса, а поддельная продукция, имеющая низкое качество, разрушает авторитет отечественных производителей.

Поэтому для обеспечения импортозамещения необходимо сделать ряд важных шагов. В частности, принять законы о защите интеллектуальной собственности и внедрить национальную систему качества. Для поддержки отечественных производителей требуется создать экспертные научно-технические советы, которые могли бы консультировать технических специалистов.

Надо совершенствовать механизмы государственно-частного партнёрства. Государство должно иметь возможность войти в startup-проекты. Но при этом инициаторам данных проектов и авторам научных идей должны получить надёжную защиту своих прав и уверенность в том, что после передачи информации государственным компаниям их не выгонят из бизнеса. Требуется и перестройка налоговой системы. В частности, введение налоговых каникул для предприятий, осуществляющих НИОКР. Сегодня российский бизнес отдаёт государству почти 50% своих доходов, и оставшихся средств не хватает для того, чтобы нормально развиваться, разрабатывать и внедрять в производство новую продукцию. Хорошо бы также создать возможности для получения специальных банковских кредитов под низкие проценты на проведение НИОКР.

Впрочем, несмотря на все трудности, процесс импортозамещения всё-таки идёт. Доказательством является деятельность предприятий в том же Угличском районе. Так, 1 июля 2015 г. был введён в эксплуатацию Угличский завод точного машиностроения. Инвестиции в данный проект составили около 500 млн рублей. Предприятие выпускает оборудование для газовой отрасли – автоматические газовые распределительные блоки, газомазутные и пылегазомазутные горелки. Данные изделия используются на водогрейных и паровых котлах в котельных, в энергоблоках ТЭЦ и ГРЭС. Аналогов этой продукции сегодня в России нет. Как признаётся генеральный директор завода Алексей Пшеницын, предприятие уже под завязку обеспечено заказами на весь 2016 г. В планах – возведение ещё двух производственных корпусов.

Нет аналогов в СНГ и у другого предприятия, расположенного на угличской земле, – ООО «Ламифил». Оно владеет технологией производства проводов нового поколения для высоковольтных линий электропередачи, доказавших свои преимущества во многих экономических развитых странах. Замена старых проводов новыми – важная задача отечественной энергетики. Как отмечают эксперты, с 1991 г. потери электроэнергии при передаче в сетях выросли в 1,5 раза. Сегодня требуется реконструкция около 55% устаревших и изношенных ЛЭП. Использование проводов нового поколения приводит к снижению потерь на 30%, что составляет около 100 тыс. рублей на 1 км ЛЭП в год. Кроме того, пропускная способность ЛЭП увеличивается в 1,5–2 раза, что экономит 150–250 млн рублей в год на линии.

Технологические мощности угличского предприятия спроектированы по схеме бельгийского завода LAMIFIL, являющегося ведущим мировым производителем энергоэффективных изолированных проводов напряжением до 750 кВ. Оборудование поставлено ведущими европейскими компаниями. Для изготовления современных проводов используется российская и импортная катанка из алюминиевых сплавов, соответствующая мировым стандартам. Предприятие имеет собственную испытательную лабораторию и учебный центр по подготовке и переподготовке специалистов.

Продукция ООО «Ламифил» востребована российской электроэнергетикой – в 2015 г. предприятие отгрузило потребителям более 1200 км проводов. В будущем завод планирует наращивать мощности, расширять производство и осваивать выпуск инновационной продукции.

Таким образом, ярославская земля даёт много прекрасных примеров решения проблем в области энергоэффективности и энергосбережения. И если её опыт будет востребован и в других регионах России, то достижение амбициозных целей, обозначенных В. Путиным с трибуны климатического саммита в Париже, – вполне реально. ■

Глобальное потепление и политическое похолодание

Решение проблем климата невозможно без смены парадигмы экономического развития и тесного взаимодействия между всеми государствами

Юрий ЛАВРОВ,
наш собственный корреспондент
в странах Бенилюкса

С 30 ноября по 11 декабря в пригороде Парижа, в выставочном центре Ле-Бурже, прошла Конференция ООН по изменению климата. В ней приняли участие более 38 тыс. человек из 195 стран, представлявших различные агентства ООН, государственные органы, коммерческие компании, благотворительные организации, университеты, СМИ. Вопреки ожиданиям глобальное потепление оказалось далеко не единственной приоритетной темой на данной конференции. В свете последних международных событий на полях экологического саммита прошли важные встречи мировых лидеров. Их цель – попытаться преодолеть похолодание в политических отношениях и объединить усилия в борьбе с исламским терроризмом. Две недели на конференции шли интенсивные дискуссии и переговоры. Чего же удалось достичь международному сообществу для предотвращения потепления климата и «политического похолодания» на планете?

Альянс бедных и богатых

Главным международным документом, предусматривающим меры по предотвращению опасного глобального потепления, считается Рамочная конвенция ООН по изменению климата от 1992 г. (РКИК ООН). Её к настоящему времени подписали почти все страны мира. Ежегодно для обсуждения действий по борьбе с глобальным потеплением проводятся конференции сторон конвенции на уровне министров и реже государственных лидеров. Решения на таких форумах принимаются на основе консенсуса.

На открытии 21-й конференции (COP-21) и 11-го Совещания сторон Киотского протокола президент Франции Фран-



суа Олланд сразу же отметил особую значимость данного мероприятия: «Никогда ранее ни в одной конференции не принимало участие столько глав государств из стольких стран. Никогда ранее ставка международной конференции не была так высока – ведь сегодня речь идёт о будущем планеты, о будущем всей жизни».

Выступления и заявления национальных лидеров на экологическом саммите свидетельствовали о том, что тема глобального потепления воспринимается ими всерьёз. Политики уже остерегаются публично демонстрировать скепсис и сомнения в реальности данной угрозы. Участники конференции поставили перед собой амбициозные задачи:

- обсудить долгосрочный план действий для приостановки происходящих в мире климатических изменений;
- согласовать текст нового договора, включающего обязательства всех стран по сокращению выбросов парниковых газов;
- разработать меры по адаптации развивающихся стран к климатическим изменениям;
- определить финансовые обязательства развитых государств по оказанию поддержки беднейшим странам в реализации программ по снижению вредных выбросов.

В своём обращении к главам государств генеральный секретарь ООН Пан Ги Мун заявил: «Вы находитесь здесь сегодня, чтобы написать сценарий для нового будущего... У вас есть власть, чтобы обеспечить благополучие этого и последующих поколений. Я призываю вас поручить своим переговорщикам выбрать путь компромисса и консенсуса, так как решительные действия по сохранению климата отвечают национальным интересам каждой страны».

В работе конференции принял участие Президент РФ Владимир Путин. В своём выступлении он отметил, что Россия активно борется с проблемой потепления климата, сокращая выбросы углекислого газа. Страна в период с 1991-го по 2012 г. перевыполнила обязательства по Киотскому протоколу и тем самым затормозила глобальное потепление почти на год. Путин поддержал долгосрочную цель нового соглашения – не допустить увеличения глобальной температуры более чем на 2 °C по сравнению с доиндустриальным периодом. Что касается РФ, то к 2030 г. она намерена уменьшить выбросы парниковых газов до 70% от базового уровня 1990 г. Кроме того, российский президент призвал особо отметить

в соглашении важную роль лесов – помощников в борьбе с увеличивающимся количеством углекислого газа.

Приезд Путина во Францию в условиях похолодания политических отношений между Западом и Россией, переговоры на полях конференции с лидерами ведущих стран мира вызвали большой интерес и новые надежды у мировой общественности. Это ещё раз продемонстрировало очевидную надуманность измышлений о якобы политической изоляции России.

В свою очередь, Президент США Б. Обама рассказал мировому сообществу о возможных катастрофических последствиях ухудшения климата: «Погружённые в воду страны, брошенные города, пустые поля, наводнения и, как следствие, политические потрясения, которые приведут к новым конфликтам и потокам отчаявшихся людей, пытающихся найти убежище в других странах». Он особо отметил, что перед угрозой глобального потепления «ни одна страна – богатая или бедная – не может стоять в стороне».

Напомнив собравшимся хорошо известный факт о том, что США занимают первое место в мировой экономике, американский президент был вынужден сказать и об обратной стороне медали, а именно о втором месте в мире по выбросам парниковых газов. Обама не без иронии отметил: «Мы – первое поколение, которое чувствует изменение климата, и последнее, которое может ещё что-то сделать». Он также подчеркнул приоритетность инвестиций в чистую энергетику: США в три раза увеличили энергогенерацию за счёт ветряных станций и в 20 раз за счёт солнечной энергии. А общий объём выбросов сведён до самых низких уровней за последние 20 лет. По мнению Б. Обамы, лучший способ сократить выбросы углерода – «установить на него цену». «Можно одновременно обеспечить экономический рост и сохранить экологию», «глобальная экономика твёрдо идёт к низкоуглеродному будущему», «давайте договариваться о большей транспарентности» – таким набором лозунгов завершил своё выступление американский лидер.

Председатель КНР Си Цзиньпин отметил, что «развитые страны должны выполнить свои обязательства по мобилизации 100 млрд долларов ежегодно до 2020 г. на цели сохранения климата и предоставления мощной финансовой поддержки развивающимся странам». При этом особенно важной является передача им чистых технологий. Китайский ли-

дер призвал к справедливости при решении климатических проблем и напомнил о сохраняющихся экономических различиях между развитыми и развивающимися странами. «Китай ставит задачу к 2030 г. сократить выбросы CO₂ на единицу ВВП на 65% по сравнению с 2005 г. и повысить долю возобновляемой энергии на 20%», – заявил Си Цзиньпин.

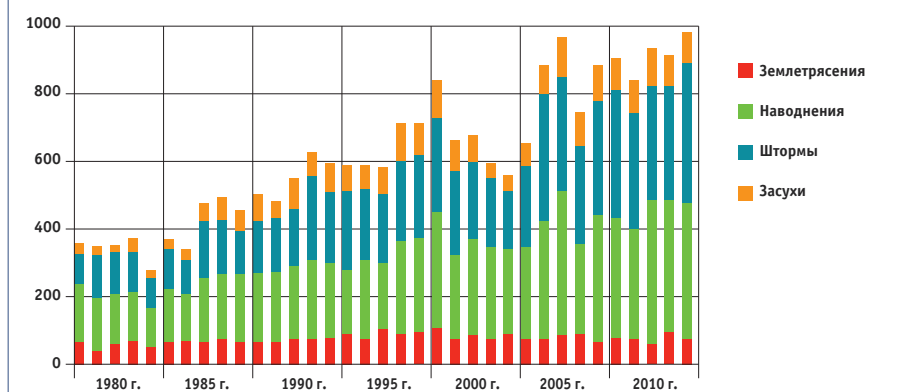
Канцлер Германии А. Меркель, которую на конференции называли не иначе как «экологический канцлер», в своём выступлении отметила, что упомянутое ограничение в 2 °C выглядит амбициозно, но на самом деле этого недостаточно. Уже 170 стран, на которые приходится 95% всех выбросов парниковых газов, представили национальные программы по противодействию потеплению, что, по мнению немецкого лидера, является хорошей новостью. Но есть и плохая новость: данные планы не позволяют достичь желаемых экологических показателей. Поэтому нужны дополнительные усилия. Так, цель Евросоюза – сократить к 2020 г. выбросы парниковых газов на

ответственности между развитыми и развивающимися странами в решении проблемы изменения климата». Он подчеркнул, что соглашение должно быть юридически обязывающим, но необходимо, чтобы оно предусматривало и адаптационный механизм для развивающихся стран, в частности нужно увеличить их финансирования и предоставить им передовые чистые технологии со стороны развитых держав.

В МИРЕ СТАНОВИТСЯ ЖАРЧЕ

Конечно, при решении глобальных экологических проблем надо опираться на надёжную научную базу. В 1989 г. по решению Генеральной Ассамблеи ООН была сформирована Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК). Она стала авторитетным источником научно-технической и прогнозной информации по данной тематике. МГЭИК проводит оценку научных работ тысяч учёных из различных стран и регулярно публикует доклады по изменению климата. Согласно её выводам, с

Рис. 1. Число стихийных бедствий в 1980–2014 гг.



Источники: Munich Re, 2015. Topics GEO. : <https://www.munichre.com>

40%. Это должно стать достойным призером и для других стран.

Президент Египта Абдель Фаттах а-Сиси обратил внимание участников форума на необходимость поддержания баланса между экономическим, социальным развитием и охраной окружающей среды. Хотя на страны Африки приходится наименьшая доля вредных выбросов, именно эти государства больше всего страдают от пагубных последствий изменения климата. Выражая общую позицию стран региона, Фаттах ас-Сиси призвал мировое сообщество заключить «международное соглашение, основанное на общей, но диверсифицированной от-

вероятностью в 95% можно утверждать, что с 1950 г. выбросы парниковых газов в результате деятельности человека стали основной причиной глобального потепления. Это приводит к различным негативным последствиям, в первую очередь к учащению экстремальных погодных явлений (см. рис. 1).

За первое десятилетие XXI века от климатических катастроф в развивающихся странах пострадали более 3,5 млрд человек, или 80% общей численности населения, а число «экологических беженцев» в мире превысило 25 млн человек¹.

¹ См.: <http://www.unep.org>



В настоящее время выбросы углекислого газа достигли рекордного за всю историю значения – почти 40 млрд т в год. В результате концентрация CO₂ в атмосфере находится на наивысшей точке за последние как минимум 650 тыс. лет (см. рис. 2) и продолжает увеличиваться со скоростью 2,9 ppm в год. В июне 2015 г. она приблизилась к критическому значению 400 ppm, которое соответствует неизбежному росту среднегодовой температуры на 2 °C². Чтобы этого избежать, рост выбросов CO₂ должен прекратиться к 2020 г., сократиться вдвое к 2050 г. по сравнению с нынешним уровнем и опуститься до нулевой отметки (или ниже) к 2100 г.³

Из-за быстрого возрастания количества парниковых газов температура на планете увеличивается. По словам учёных, 2014 г. стал самым жарким с тех пор, как ведётся современная статистика в этой области, то есть примерно с 1850 г. Четырнадцать из 15 самых жарких лет приходится именно на XXI век.

Изменения климата могут иметь серьёзные социальные последствия: массовые миграции, политические волнения и военные конфликты. Так, в период с 2006-го по 2011 г. в Сирии случилась самая страшная за всю историю засуха. Только лишь в 2008 г. уровень осадков в восточной Сирии был на 70% ниже, чем среднегодовой, что привело к гибели посевов пшеницы и миграции около 1 млн человек в соседние города. Это вызвало безработицу, голод и беспорядки, а также способствовало началу в 2011 г. гражданской войны, чем незамедлительно воспользовались в своих сатанинских

целях идеологи так называемого исламского государства.

ЕВРОПА ДЕЛАЕТ, АМЕРИКА ОБЕЩАЕТ

Кто же в первую очередь виновен в этих климатических катаклизмах? Если роль в изменении климата оценивать по объёму выбросов на душу населения, то наибольшую ответственность за глобальное потепление несут США (см. рис. 3). А если по масштабам общей эмиссии вредных веществ, то Китай (см. рис. 4). На их долю приходится 8 и 6 млрд т выбросов CO₂ в год соответственно. В сумме они обеспечивают 28% всей мировой эмиссии углекислого газа.

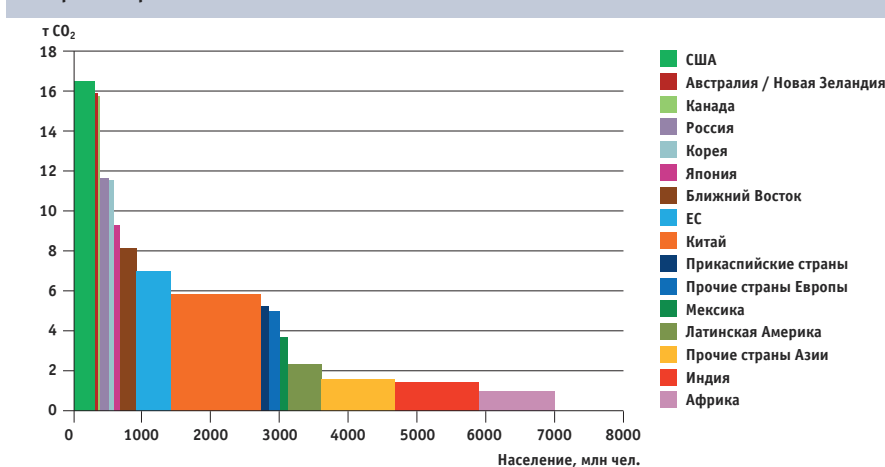
Не менее важен вопрос: кто же должен финансировать мероприятия по сокращению выбросов? Оптимальным решением могла бы стать разработка методики,

устанавливающей размер обязательств по снижению эмиссии CO₂ для каждой страны. Чтобы её принять, требуется преодолеть слишком многих разногласий. Поэтому пока богатые должны платить за бедных. Однако промышленно развитые страны отмечают, что ситуация в мире меняется и некоторые «бывшие развивающиеся» государства сегодня не уступают им или даже превосходят их по благосостоянию. Поэтому необходимо разработать процедуру постепенного изменения статуса и перехода из категории «развивающихся» в категорию «развитых» держав. В рамках классификации РКИК возможно также выделение третьей группы, а именно «страны с развивающейся экономикой и относительно высоким уровнем благосостояния».

Тем не менее пока груз финансирования ложится на плечи Европы и США. Так, в ходе конференции ЕС заключил альянс с 79 странами Африки, Карибского бассейна и Тихого океана и согласовал общую позицию по некоторым чувствительным вопросам в сфере борьбы с потеплением климата. Евросоюз пообещал до 2020 г. выделять 475 млн евро на мероприятия по защите климата в странах-партнёрах.

Кроме того, во время проведения конференции (2 декабря) Европейская комиссия одобрила пакет инициатив по развитию так называемой «циркулярной экономики» (Circular Economy Package). ЕС считает, что линейная модель экономического роста исчерпала себя и на смену ей должна прийти модель много-разового использования природных ресурсов, затраченных на выпуск той или

Рис. 3. Выбросы CO₂ на душу населения, т в год, и общие годовые объёмы выбросов в 2011 г. по странам и регионам



² См.: <http://cdiac.ornl.gov/GCP/carbonbudget/2014/>
³ World Wide Views on Climate and Energy, 2015, P. 16.

иной продукции. Для этого Еврокомиссия рекомендует установить общие для стран ЕС нормативы. В частности, к 2030 г. нужно утилизировать 65% бытовых отходов и 75% упаковки. А общий объём отходов, идущих на свалки, должен сократиться более чем на 10%. Данные меры, по убеждению ЕК, помогут снизить выбросы парниковых газов на 2–4%, сохранить природные ресурсы, стимулировать инновационные проекты, создать новые рабочие места, обеспечить достойный уровень жизни не только в ЕС, но и в других странах мира.

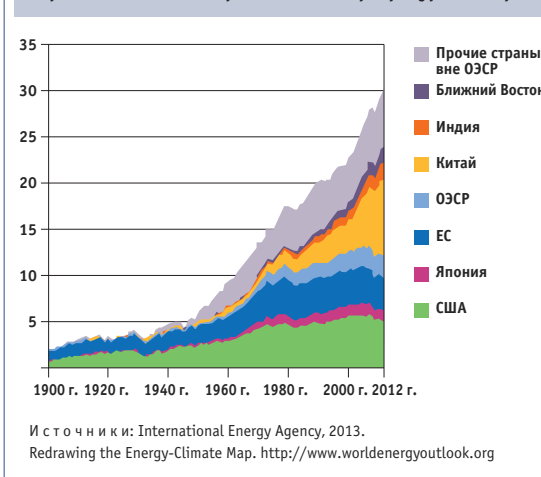
Когда конференция близилась к концу, Белый дом также заявил, что США готовы вдвое увеличить свою помощь беднейшим странам, наиболее уязвимым перед лицом повышения уровня моря и мощных ураганов. Специально прибывший в Париж для участия в финальной части конференции госсекретарь США Джон Керри сообщил, что Америка удвоит свои ассигнования на решение «проблемы 2020 года» (ранее они оценивались в 430 млн долларов). Кроме того, США обязались выделить Зелёному климатическому фонду (the Green Climate Fund) 3 млрд долларов для помощи развивающимся странам в переходе к возобновляемым источникам энергии. Правда, для участников конференции так и осталось непонятным, как Б. Обама и Д. Керри собираются преодолеть неизбежное противостояние со стороны республиканцев в Конгрессе по поводу заявленных финансовых расходов.

ПОБЕДА СО СЛЕЗАМИ НА ГЛАЗАХ

Двух недель интенсивных переговоров в Париже не хватило для достижения реального результата, поэтому участники продлили работу ещё и на выходные дни. И в итоге соглашение, которое получило название «Рамочная конвенция об изменении климата» было одобрено. На презентации 31-страничного документа некоторые политики, как уверяют очевидцы, плакали от радости (в том числе председатель конференции, глава французского МИД Лоран Фабиус).

Новый договор по климату является первым универсальным, юридически обязательным соглашением, которое поддержали 195 делегаций со всего мира. Главная его цель – ограничить рост температуры на планете уровнем в 1,5 °C. Генеральный секретарь ООН Пан Ги Мун так оценил значимость данного документа: «Мы вступили в новую эру глобального сотрудничества на одном из самых сложных направлений, с которым когда-

Рис. 4. Объёмы выбросов углекислого газа, связанные с производством и потреблением энергоресурсов, млрд т



либо сталкивалось человечество. Впервые каждая страна приняла на себя обязательства по снижению выбросов, содействию устойчивому развитию и совместным усилиям по сохранению климата».

Промышленно развитые страны подтвердили ранее взятые на себя обязательства выделять 100 млрд долларов ежегодно до 2020 г. для сокращения выбросов парниковых газов и развития возобновляемых источников энергии. Участники конференции договорились разработать соответствующую «дорожную карту» и достичь к 2025 г. более высокого уровня финансирования. Правда, юридически обязывающая часть текста конвенции не содержит указания конкретной суммы, что является явной уступкой США.

Все страны каждые пять лет будут представлять уточнённые планы по сохранению климата, неуклонно наращивая показатели климатической безопасности. В договор также вошло положение о цене на углерод, против чего решительно возражали некоторые развивающиеся государства. Участники конференции закрепили в соглашении намерение расширять сотрудничество в области обмена технологиями, безопасными для климата.

По мнению многих политиков и экспертов, формулировка «Рамочной конвенции» – менее амбициозные и гораздо более мягкие по сравнению с теми, которые были использованы в предыдущих проектах документа. «Текст, который мы в итоге получили, не является совершенным, но мы считаем, что он представляет собой прочную платформу, с которой мы можем начать дальнейшие действия», – считает министр охраны окружающей среды ЮАР

Эдна Молева. Делегация Никарагуа сочла, что конвенция недостаточно защищает бедные страны. А министр окружающей среды Индии П. Джавадекар, напротив, заявил: «Это хорошая договорённость, это то, чего хотели 7 млрд человек планеты».

Министр природных ресурсов и экологии РФ С. Донской признал, что российская делегация удовлетворена итоговым договором, а принципиальные позиции нашей страны на переговорах были учтены, в том числе пункт о значимости лесов для сохранения климата. В ближайшее время российская сторона

начнёт процедуру присоединения к соглашению путём разработки соответствующего федерального закона.

Страны-члены ООН начнут подписывать конвенцию в День матери Земли – 22 апреля 2016 года. Подписание будет открыто в течение одного года. Соглашение вступит в силу после того, как 55 стран, на которые приходится не менее 55% глобальных выбросов, сдадут в ООН на хранение свои ратификационные грамоты.

В обсуждении проблем глобального климата тесно переплелись ключевые вопросы современной внешней и оборонной политики, экономического развития, мировых финансов, экологической и энергетической безопасности, миграции, религиозной толерантности и т. д. В Париже, как никогда ранее, стало очевидным, что международные усилия по преодолению угрозы глобального потепления требуют также совместной борьбы с международным терроризмом и ослабления политической напряжённости между странами. Поиски решения климатической проблемы вряд ли могут осуществляться лишь в технической плоскости – путём перехода к возобновляемым источникам энергии, энергоэффективности, низкоуглеродной экономике, торговле углеродными квотами и т. д. Всё это способствует, но не решает проблемы. Мир нуждается в изменении самой парадигмы общества потребления, ценностей либерально-рыночной экономики и сложившегося отношения человечества к Природе. Только это позволит принять адекватные меры по сохранению глобального климата.



Центральная Азия в поисках инвестиций

Туркменистан, Казахстан и Узбекистан стремятся привлечь из-за рубежа финансовые ресурсы, необходимые для разработки собственных углеводородных месторождений

Иван БАГРАМЯН,
ведущий специалист Института энергетики и финансов

Наличие в Центрально-Азиатском регионе значительных углеводородных ресурсов предопределило интерес со стороны многих стран мира и ведущих нефтегазовых компаний к вопросам разведки и добычи сырья, а также к проектам строительства новых трубопроводов в данном регионе. Углеводородные ресурсы практически с первых лет независимости стали играть ключевую роль в определении внешней политики стран региона, которые ориентировались на расширение сотрудничества с западными нефтегазовыми компаниями. Это было обусловлено отсутствием собственных возможностей освоения перспективных месторождений и заинтересованностью в получении передовых технологий геологоразведки и добычи УВС. В результате подобной энергетической политики государствам Центрально-Азиатского региона удалось привлечь финансовые ресурсы, необходимые для разработки месторождений, получить технологии и заручиться политической поддержкой стран Запада. Более того, они приняли активное участие в обсуждении новых маршрутов поставок углеводородов. Это привело к реализации ряда трубопроводных проектов, которые обеспечили выход природного газа Центральной Азии на внешние рынки. С точки зрения наличия запасов УВС ключевыми государствами региона являются Туркменистан, Узбекистан и Казахстан. Именно они в последние десятилетия стали участниками различных международных трубопроводных проектов. В то же время Киргизия и Таджикистан обладают незначительными ресурсами углеводородов и не оказывают существенного влияния на строительство новых трубопроводов. В связи с тем что нефтегазовая промышленность Казахстана, Туркменистана и Узбекистана обеспечивает основную часть бюджетных доходов, приоритеты этой группы стран состоят в скорейшем решении проблем, препятствующих широкомасштабным инвестициям в нефтегазовый комплекс.

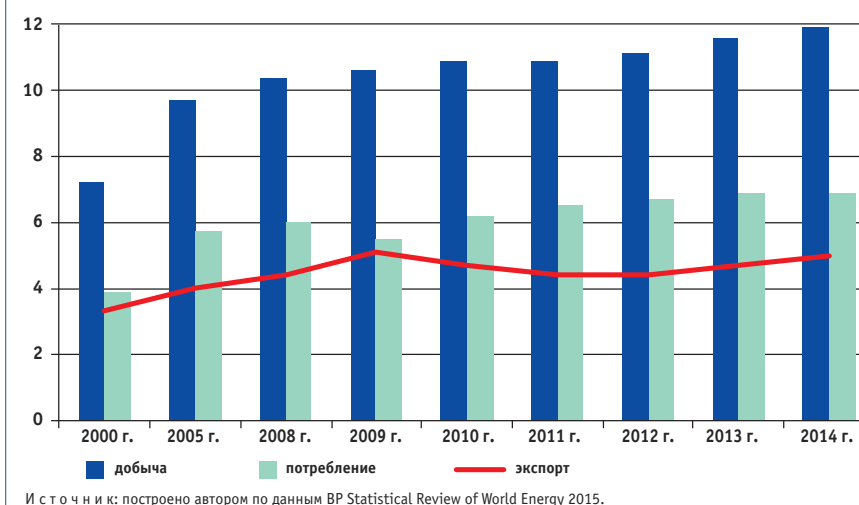
ТУРКМЕНСКИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ РУБЕЖИ

В 1998 г. Туркменистан провёл реструктуризацию Министерства нефти и газа. В него были включены пять государственных компаний, которые контролируют нефтегазовый сектор страны: «Туркменнефтегаз» (управляет закупками, распределением и экспортом обоих видов топлива и переработкой нефти), «Туркменнефть» (добывает нефть в западном регионе страны), «Туркменгаз» (занимается добычей природного газа), «Туркменнефтегазстрой» (строительная компания для нефтегазовой отрасли) и «Туркменгеология» (осуществляет ГРП).

В соответствии с Законом «Об углеводородных ресурсах», принятым в 2008 г., в стране действует лицензионно-договорной режим допуска компаний к участкам недр с целью разведки и добычи УВС. Созданное в 2007 г. Государственное агентство по управлению и использованию углеводородных ресурсов занимается выдачей лицензий и заключением контрактов на добычу нефти и газа.

По данным ГК «Туркменгеология», в стране открыто 38 нефтяных, 82 газо-

Рис. 1. Нефтяной баланс Туркменистана в 2000–2014 гг., млн т



конденсатных, а также 153 газовых месторождения, в том числе 142 на суше и 11 на шельфе.

Большинство нефтяных месторождений расположены в южной части Каспийского бассейна и на сухопутном участке Гараш-сызлык на западе страны. Туркменистан утверждает, что принадлежащая стране часть Каспия содержит 80,6 млрд баррелей нефти, хотя эти ресурсы пока остаются неизученными. Однако нефтяные запасы расположены в спорных акваториях, и без соглашения между Ираном, Азербайджаном и Туркменистаном о морских границах данные месторождения, вероятно, разрабатываться не будут. Ашхабад пытается урегулировать с Баку вопрос по поводу спорных месторождений центральной части Каспия: Чираги, Азери, Кыпас (Сердар). Руководство страны считает, что Сердар и Азери полностью принадлежат Туркменистану, а Чираги – частично.

Власти Туркменистана возлагают на каспийский шельф особые надежды. В настоящее время в его туркменской части выставлены на международный тендер 32 лицензионных блока с прогнозируемыми запасами 11 млрд т нефти и 5,5 трлн м³ газа (без учёта уже законтрактованных блоков).

Международные компании могут участвовать в совместных предприятиях (СП) или заключать соглашения о разделе продукции (СРП) с «Туркменнефтью» для разработки нефтяных и газовых блоков на шельфе Каспия. Приоритетом в Туркменистане считается подписание СРП с иностранными партнёрами.

К освоению туркменской части Каспия уже привлечены компании Petronas (Малайзия), Dragon Oil (ОАЭ), Buried Hill

Табл. 1. Основные СРП, заключённые в Туркменистане

Компания-инвестор	Год заключения	Месторождение (блок)	Суша или шельф	Регион (для сухопутных месторождений)
Petronas Carigali (Turkmenistan)	1996	Блок 1	шельф	–
Burren Resources Petroleum Limited*	1996	Небит-Даг	суша	Западный Туркменистан
Dragon Oil Turkmenistan Ltd	1999	Челекен	шельф	–
Mitro International/«Туркменнефть»	2000	Хазар	суша	Западный Туркменистан
Консорциум Wintershall Holding AG/ MaerskOil/ONGC Mittal Energy Ltd	2002	Блоки 11–12	шельф	–
Buried Hill Energy	2007	Блок 3, Сердар	шельф	–
CNPC	2007	проект Багтыярлык	суша	Восточный Туркменистан
RWE Dea AG	2009	Блок 23	шельф	–
«ИТЕРА»	2009	Блок 21	шельф	–

* В 1996 г. приобретён Eni.



(Кипр), RWE Dea AG (Германия), «ИТЕРА» (Россия) (см табл. 1). Они вложили в разработку запасов туркменского шельфа более 10 млрд долларов.

В последние годы большая часть прироста добычи обеспечивается за счёт разработки морского блока Челекен компанией Dragon Oil и нефтеносного блока Небит-Даг компанией Eni (Италия). К 2030 г. Туркменистан планирует увеличить добычу до 1,3 млн барр./сут, однако эти цифры представляются завышенными.

Вся производимая нефть перерабатывается на двух НПЗ – в Туркменбаши и Сейди. Их суммарная мощность составляет около 12 млн т в год. В советский период Сейдинский НПЗ был ориентирован на использование западносибирской нефти, поступающей по трубопроводу Омск – Павлодар – Шымкент. Сейчас на этот завод по желез-

ной дороге доставляется сырьё из туркменских районов нефтедобычи и с расположенного на туркмено-узбекской границе месторождения Кокдумалак, откуда планируют построить трубопровод до Сейди.

В настоящее время НПЗ Туркменистана перерабатывают около 10 млн т нефти в год. В ближайшие несколько лет власти планируют увеличить этот показатель в полтора раза, а к 2030 г. довести его до 30 млн т в год.

В сфере нефтепереработки иностранные компании также реализуют ряд крупных проектов, общий объём инвестиций в которые оценивается на уровне 800 млн долларов.

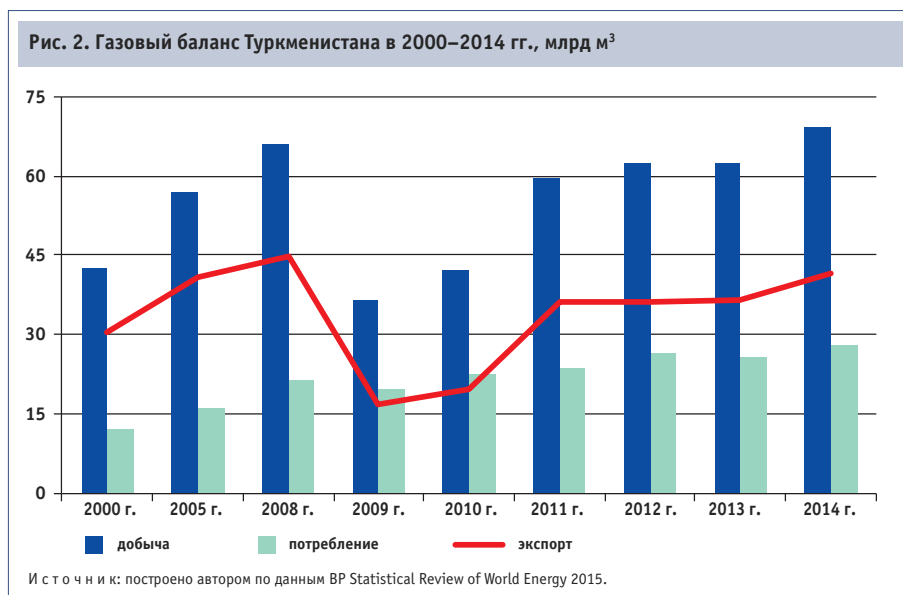
Туркменистан является нетто-экспортёром как сырой нефти, так и нефтепродуктов. Большинство зарубежных компаний, участвующих в туркменских проектах на условиях СРП, стремятся к увеличению экспорта нефти из страны. Однако варианты поставок за рубеж ограничены, поскольку страна практически не имеет международных нефтепроводов, кроме трансграничного трубопровода на востоке – в Казахстан и Узбекистан.

Основная инфраструктура для внешней торговли – это нефтепровод Омск – Павлодар – Шымкент – Чарджоу и нефтяные порты на Каспийском море (Туркменбаши, Экерем). С 2010 г. туркменская нефть поставляется через Каспийское море в Азербайджан и далее по системе трубопроводов Баку – Тбилиси – Джейхан, а также в Россию через Махачкалу. Обеспечение дополнительного трубопроводного транспорта в Россию затруднено из-за низкого качества туркменской нефти (по качеству она близка к азербайджанской марке Azeri Light).

По запасам природного газа Туркменистан занимает 4 место в мире после России, Ирана и Катара. Общие геологические запасы, согласно оценке 2011 г., составляют 71,21 млрд т условного топлива, из которых 53,01 млрд т приходится на сухопутные месторождения, а 18,2 млрд т – на морские. При этом доказанные запасы – 25,2 трлн м³.

По данным аудита британской компании Gaffney, Cline & Associates, озвученным в октябре 2011 г., ресурсы месторождений Южный Иолотань – Осман, Минара и Яшлар достигают 26,2 трлн м³, что ставит эту уникальную газоносную площадь на второе место в мире. В ноябре 2011 г. она получила название Галкыныш. В настоящее время в этом нефтегазоносном районе продолжают ГРП и буровые работы.

Сейчас «Туркменгаз» разрабатывает более 30 газовых и газоконденсатных ме-



сторождений, в том числе Довлетабат, Шатлык, Малай, Керпичли, «10 лет независимости», Газлыдепе, Багаджа, Гарабил, Гуррукбил и ряд других. Добыча газа в стране превышает 60 млрд м³ в год (см. рис. 2), а к 2030 г. она должна быть доведена до 230 млрд м³ в год, из них 180 млрд м³ пойдёт на экспорт.

Важным резервом роста добычи «голубого топлива» является освоение туркменского сектора Каспийского моря. Малайзийская Petronas летом 2011 г. начала добычу газа на шельфе и планирует в ближайшие годы довести её до 10 млрд м³ в год. А с учётом действующих СРП британо-арабской Dragon Oil, российских «ИТЕРЫ» и «Зарубежнефти» добыча на Каспии может достигнуть 16,5 млрд м³. Кроме того, на туркменском шельфе ведёт разведку немецкая RWE, а также готовятся новые контракты с другими компаниями.

По оценке Министерства энергетики и промышленности Туркменистана, к 2017 г. добыча газа в туркменском секторе Каспия может увеличиться до 20–25 млрд м³ в год.

Очевидно, что для увеличения добычи понадобится ввод в строй новых объектов. Так, в 2013 г. началось освоение месторож-

дения Галкыныш. Его разработку ведёт «Туркменгаз», который заключил сервисные контракты с компаниями из КНР, Республики Корея и ОАЭ. На первом этапе здесь планировалось добывать 10 млрд м³ в год, в последующем производство сырья может увеличиться до 30–40 млрд м³, а при необходимости и до 70 млрд м³.

Учитывая, что на внутреннем рынке потребление газа будет расти не столь высокими темпами (через 15 лет оно прогнозируется в объёме 50 млрд м³), уровень добычи станет зависеть от наличия контрактов с зарубежными покупателями. Пока для достижения намеченных рубежей Ашхабаду не хватает ни существующих контрактов о купле-продаже, ни газотранспортных мощностей.

В последние годы сокращаются закупки туркменского газа Россией. Так, в 2015 г. ПАО «Газпром» намерено приобрести только 4 млрд м³ против 10–11 млрд м³ в предыдущие годы.

В декабре 2009 г. введён в эксплуатацию газопровод Туркменистан – Китай. Этому предшествовало подписание в июле 2007 г. 30-летнего договора на поставку 30 млрд м³ газа в год в КНР. Позже контрактные объёмы были увеличены до 40 млрд м³ в год. А в феврале 2011 г. Ашхабад и Пекин договорились довести их до 60 млрд м³ газа в год.

В 2010 г. заработал газопровод Довлетабат – Серахс – Хангеран, соединяющий Туркменистан и Иран. Благодаря этому поставки газа в Исламскую Республику Иран могут быть увеличены до 20 млрд м³ в год. До этого «голубое топливо» экспортировалось только по маршруту Корпедже – Курткуи в объёме не более 10 млрд м³ в год.

Завершается также строительство газопровода Восток – Запад протяжённостью около 900 км, который объединит основные месторождения Туркменистана в единую газотранспортную систему и позволит стране существенно нарастить экспортный потенциал. В частности, появится возможность подавать 30 млрд м³ товарного газа с богатейших месторождений на востоке Туркменистана в проектируемую международную магистраль ТАПИ, которая будет брать начало на западе страны.

Проект ТАПИ обсуждается уже более 10 лет, в 2008 г. даже было разработано ТЭО. Однако из-за проблем с безопасностью в транзитных странах его реализация несколько раз откладывалась.

Базовым документом по ТАПИ является подписанное в 2010 г. Ашхабадское межгосударственное соглашение. В ноябре 2014 г. «Туркменгаз», Афганская газовая корпорация, пакистанская Inter State Gas Systems (Private) Limited и индийская GAIL (India) Limited создали консорциум TAPI Ltd, который будет заниматься строительством и последующей эксплуатацией газопровода. Лидером консорциума является «Туркменгаз».

Планируется, что общая протяжённость ТАПИ составит 1814 км, в том числе 214 км пройдёт по территории Туркменистана (от крупнейшего газового месторождения Галкыныш), 735 км – Афганистана, 800 км – Пакистана (до населённого пункта Фазилка на границе с Индией). Мощность газопровода – 33 млрд м³ в год, стоимость проекта оценивается в 10 млрд долларов. Торжественная церемония закладки ТАПИ состоялась 13 декабря 2015 г.

Нефть и газ Казахстана

В Казахстане доказанные запасы нефти, по оценке EIA, составляют 30 млрд баррелей. Около половины из них сосредоточено на пяти крупнейших промыслах (Тенгиз, Карачаганак, Актобе, Мангистауский и Узень), расположенных в западной части страны. На офшорные месторождения Кашаган и Курмангазы (казахстанская часть Каспийского моря) приходится 14 млрд барр.

В последние годы добыча нефти в Казахстане превышает 80 млн т в год (см. рис. 3). Руководство страны рассчитывает нарастить её до 86 млн т к 2017 г. и 104 млн т к 2020 г. (с учётом газоконденсата). В основном это будет связано с ростом добычи на месторождении Тенгиз и возобновлением эксплуатации Кашагана. Однако нефтяной кризис вносит свои кор-

рективы. Ожидается, что в 2015 г. добыча нефти в стране снизится до 79,5 млн т, а в 2016 г. произойдет дальнейшее сокращение до 76,5 млн т, отмечается в опубликованном 10 декабря 2015 г. докладе ОПЕК.

Добыча нефти на Кашагане стартовала 11 сентября 2013 г. Однако уже 24 сентября она была прекращена из-за обнаруженной утечки газа и не осуществляется до сих пор. Непосредственной причиной утечки послужило растрескивание трубопровода под воздействием сульфидных соединений. Предположительно, извлечение сырья вновь начнётся к концу 2016 г.

В 2014 г. мощности нефтепереработки в Казахстане, по оценке EIA, достигли 17,2 млн т. Основные НПЗ в стране – Павлодарский (8,1 млн т), Атырауский (5,2 млн т) и Шымкентский (3,9 млн т).

Объём переработки нефти за 2014 г. составил 14,9 млн т. Было произведено 3,02 млн т бензина, 5,01 млн т дизтоплива и 3,67 млн т топочного мазута.

НПЗ Казахстана технологически очень слабо развиты, глубина переработки на них не превышает 60%, в связи с чем высокая доля выхода тёмных продуктов, в том числе мазута. Объём его производства настолько велик, что приходится экспортировать более 65% данного продукта (3 млн т в год). Мазут в качестве основного топлива используется в небольшом числе регионов страны, однако в случае перебоев с поставками газа из сопредельных государств он широко применяется как резервное сырьё на газовых ТЭЦ. Вместе с тем, технологическая отсталость НПЗ ведёт к тому, что Казахстан импортирует значительные объёмы светлых нефтепродуктов.

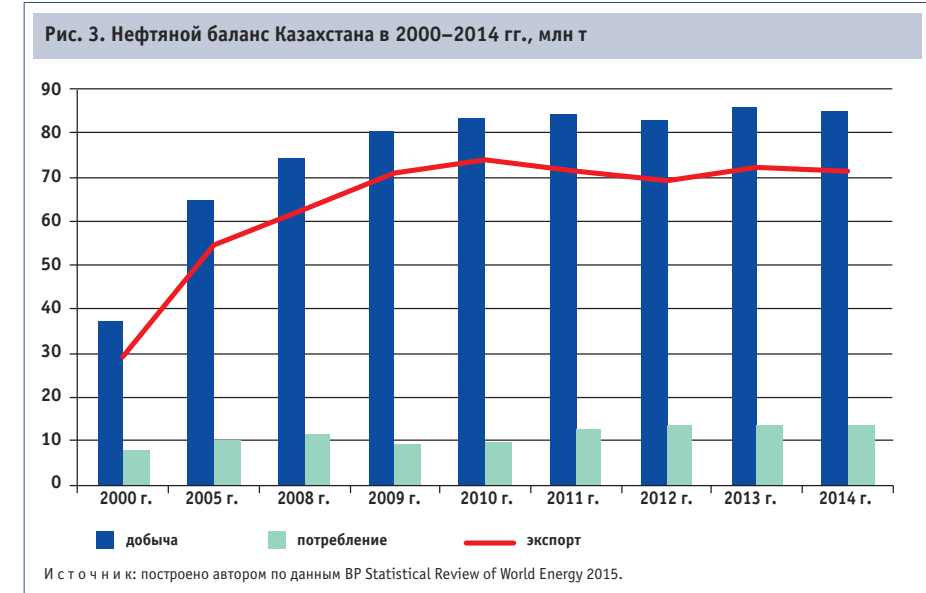
Казахстан является крупным экспортёром нефти. Так, в 2014 г. за рубеж было поставлено 62 млн т жидких углеводородов. При этом в основном вывозится нефть, принадлежащая иностранным инвесторам. Большая часть сырья, добываемого казахстанскими компаниями, направляется на обеспечение местных НПЗ, только небольшая часть уходит за границу.

Экспорт нефтепродуктов в 2014 г. составил 4,7 млн т на сумму 2,8 млрд долларов, а импорт – 1,7 млн т на 1,1 млрд.

Основной объём поставок нефти на экспорт и на внутренний рынок осуществляется трубопроводным транспортом. Системой магистральных нефтепроводов управляет компания «КазТрансОйл» (дочерняя структура «КазМунайГаза»), 100% которой принадлежит государству.

Основное направление транспортировки – прокачка через Россию по магистрали Каспийского трубопроводного консорциума (КТК). Она соединяет нефтяные месторождения запада Казахстана с морским терминалом в Новороссийске. Её протяжённость равна 1511 км. В 2014 г. КТК увеличил прокачку нефти до 40 млн т. Ожидается, что в 2015 г. данный показатель вырастет до 45 млн т. Консорциум планирует постепенное расширение мощности нефтепровода – до 67 млн т к концу 2016 г.

Нефтепровод Узень – Атырау – Самара предполагает выход на рынки Восточной Европы. Эта уникальная подогреваемая магистраль начинается с месторождения Узень, доходит до Атырауского НПЗ, а далее соединяется с Самарой и системой нефтепроводов АК «Транснефти». Её владельцами являются «КазТрансОйл» (до российской границы) и «Транснефть» (на



российской территории). Объём прокачиваемой по ней нефти – 15,75 млн т в год, а максимальная пропускная способность – 30 млн т (на участке Узень – Атырау установленная мощность – 21 млн т в год, на участке Атырау – Самара – 15 млн т). Этот трубопровод остаётся для Казахстана одним из ключевых маршрутов, однако республика пока не планирует расширять экспорт в данном направлении.

Магистраль Атасу – Алашаньюку является частью системы магистральных нефтепроводов Казахстан – Китай. Её владельцем является ТОО «Казахстанско-китайский трубопровод» – совместное предприятие компаний «КазТрансОйл» и CNODC.

Строительство нефтепровода Казахстан – Китай проводилось в два этапа. На первом пропускная способность системы составила 10 млн т в год, а в декабре 2013 г. была введена вторая очередь, и мощность трубы достигла 20 млн т.

По данным Комитета таможенного контроля Казахстана, импортёрами казахстанской нефти являются Италия (23% экспорта), Китай (17%), Нидерланды (13%), Франция (9%) и Австрия (7%).

Казахстан также участвует в спотовых сделках с Ираном, в рамках которых нефть поставляется в иранский порт Нека на Каспийском море и направляется на НПЗ в Тегеране и Тебризе. В свою очередь, Тегеран экспортирует эквивалентное количество нефти через свои порты Персидского залива от имени Казахстана. Однако, несмотря на ряд соглашений, призванных увеличить объёмы спотов, их масштабы постепенно сокращаются и в настоящее время, по данным EIA, составляют менее 1 млн т в год. Главным образом это происходит из-за введённых против Ирана санкций.

По состоянию на конец 2013 г. начальные суммарные ресурсы газа Казахстана – 10,8 трлн м³ (в 1991 г. они оценивались советскими геологами в 10,6 трлн м³, то есть остались почти без изменения). Из них 9,5 трлн м³ сосредоточены в Прикаспийской впадине.

Запасы категорий АВС₁, утверждённые Государственной комиссией по запасам РК, составляют 5 трлн м³. Из них в государственный баланс включены лишь запасы на суше, достигающие 3,7 трлн м³ (2,4 трлн м³ растворённого и 1,3 трлн м³ свободного газа). Утверждённые запасы шельфового месторождения Кашаган в объёме 1,3 трлн м³ в госбаланс не вошли, поскольку весь попутный газ, добываемый на начальной стадии данного проекта, будет закачиваться в пласт. В свою очередь, зарубежные специалисты (Cedigaz,

BP) на протяжении последних 10 лет оценивали доказанные запасы газа Казахстана на уровне 1,9 трлн м³.

Перспективные и прогнозные ресурсы газа Казахстана связаны с шельфом Каспийского моря, который может содержать ещё около 8 трлн м³.

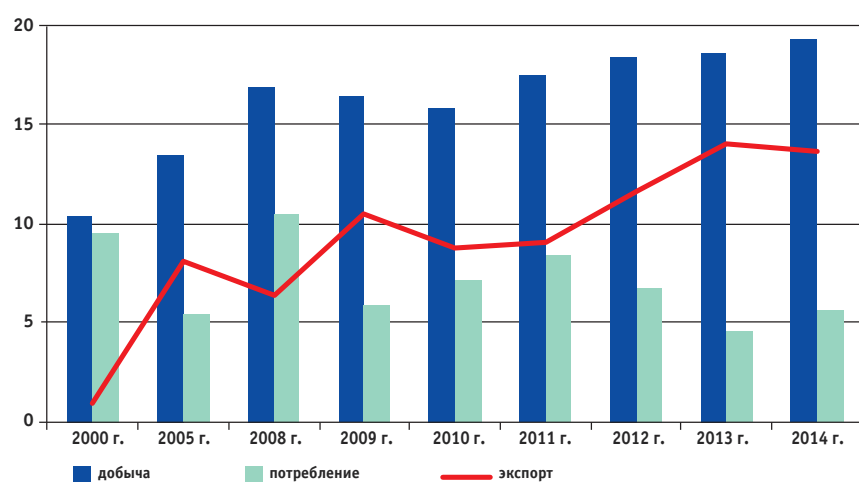
В недрах Казахстана запасы газа распределяются крайне неравномерно. Более 64% балансовых запасов приходится на два гигантских (то есть содержащих свыше 300 млрд м³) месторождения – нефтегазоконденсатное Карачаганакское и нефтяное Тенгизское. Ещё 16% на три крупнейших (100–300 млрд м³) месторождения – нефтяное Кашаган, нефтегазоконденсатное Жанажол и газоконденсатное Имашевское. Эти пять месторождений, а также многие другие находятся в пределах Прикаспийской впадины. Более 90% всех доказанных запасов природного и попут-

ного газа распределены по 66 месторождениям, расположенным преимущественно на западе страны на территории Атырауской, Актюбинской, Западно-Казахстанской и Мангистауской областей, включая прилегающий шельф.

Начиная с 1990 годов основную роль в добыче газа на территории РК играют иностранные компании. В стране было создано несколько крупных совместных предприятий, работающих на условиях СПИ. Значительнейшими из них являются Karachaganak Petroleum Operating (KPO) и «Тенгизшевройл», на долю которых приходится порядка 77% газа, добываемого в стране. Позиции государственной НК «КазМунайГаз» в данной сфере выглядят очень слабыми. Казахские компании до сих пор сильно отстают от своих иностранных конкурентов в сфере технологической разведки, разработки и добычи газа.



«ПЛУЖОЙЛ Оверсиз»

Рис. 4. Газовый баланс Казахстана в 2000–2014 гг., млрд м³

Источники: построено автором по данным BP Statistical Review of World Energy 2015.

Стремясь создать технологический задел для дальнейшего развития газодобычи (после завершения сроков действия СПИ), НК «КазМунайГаз» при поддержке Правительства РК начала активное вхождение в акционерные капиталы добывающих предприятий. Её ключевыми приобретениями стали:

- 16,81% в North Caspian Operating Company (разработка Кашаганского месторождения);
- 10% в Karachaganak Petroleum Operating (через свою 100-процентную «дочку» ТОО PSA);
- 20% «Тенгизшевройла»;
- 100% Rompetrol;
- 50% АО «Мангистау Мунай Газ» (другие 50% – у CNPC Exploration and Development Company Ltd);
- 33% АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Таким образом, к 2011 г. «КазМунайГаз» аккумулировал в своей собственности активы, позволяющие контролировать 42,5% суммарного производства газа в Казахстане.

Добыча газа в Казахстане ныне приближается к 20 млрд м³ в год (см. рис. 4), а к 2025 г. она может вырасти до 38 млрд м³.

Около 70% добычи товарного газа в стране обеспечивают два месторождения – Карачаганакское НГКМ и нефтегазовое Тенгиз. Характерной особенностью извлекаемого на этих объектах сырья является высокое содержание серы. Так, газ месторождения Тенгиз содержит до 15–17% сероводорода, карачаганакский – 3,5%.

В 2014 г. добычу газа в Казахстане вели 60 компаний, при этом около 75% производства пришлось на КРО и «Тенгизшевройл» (42,9% и 34,4% соответственно). «CNPC-Актобемунгаз», ставшая третьей по объёмам добычи компанией, значительно отстала от лидеров. В целом существенный объём «голубого топлива» извлекается с участием китайских предприятий, что создаёт предпосылки для ориентации поставок на китайский рынок по Трансазиатскому газопроводу.

Переработка газа является важнейшим элементом национальной промышленности вследствие наличия больших объёмов ПНГ и многокомпонентного состава природного газа. В конце 2013 г. общая мощность газоперерабатывающих предприятий Казахстана составляла 18,9 млрд м³ в год.

Основными ГПЗ страны являются Казахский, Тенгизский, Жанажольский (комплекс, состоящий из трёх небольших заводов). Кроме того, часть добытого сырья пе-

рерабатывается на установках подготовки газа, построенных непосредственно на месторождениях (Толкын, Ашкабулак, Кумколь и т. д.).

Крупнейшим проектом по развитию газопереработки в Казахстане является строительство Карачаганакского ГПЗ мощностью 5 млрд м³ в год. Его первая очередь должна быть сооружена в 2014–2017 гг.; вторая – 2019–2021 гг.

Спрос на природный газ в стране также растёт. Основные центры потребления сосредоточены в западных и южных регионах Казахстана, а также в Кустанайской и Кызылординской областях.

В общей сложности газом обеспечены 9 из 14 областей РК. Южные и западные регионы (на которые в сумме приходится более 70% потребления газа) располагаются в непосредственной близости от основных газовых месторождений, поэтому их снабжением занимаются местные добывающие компании. Так, Атырау получает газ, извлечённый на месторождении «Тенгизшевройла», в Актобе газ поставляется с месторождений компании «CNPC-Актобемунгаз», в Мангистау – компанией «Озенмунгаз», а западные области получают его с Карачаганакского.

Вместе с тем, 36% потребляемого в стране газа импортируется. «Газпром» покупает газ в Узбекистане и направляет его в южные регионы РК (Жамбылская, Южно-Казахстанская и Алма-Атинская области). В свою очередь, Казахстан поставляет газ с Карачаганакского месторождения на Оренбургский ГПЗ в том же объёме и по той же цене. А в Кустанайскую область поставки идут напрямую из России (в обмен на аналогичные объёмы карачаганакского газа).

Оставшиеся пять регионов страны, не имеющие доступа к газотранспортной системе, обеспечиваются сжиженным углеводородным газом.

Практически весь объём газа экспортируется в Россию в рамках контрактов с ТОО «КазРосГаз».

В настоящее время идёт обсуждение перспектив поставок газа из Казахстана в Китай. Предполагается, что их объём может достичь 10 млрд м³ в год. Соответствующая транспортная инфраструктура уже создана в рамках Трансазиатского газопровода.

В силу своего географического положения Казахстан выступает в качестве страны-транзитёра для туркменского (с 2009 г.), узбекского (с 2012 г.) и российского газа. В 2014 г. транзит составил 91,4 млрд м³, в том числе российского сырья –

49,4 млрд м³, туркменского – 38,4 млрд м³, узбекского – 3,6 млрд м³.

Транспортировка газа осуществляется по 14 магистральным трубопроводам, оснащённым 24 компрессорными станциями. При этом основными газотранспортными активами Казахстана являются:

- газопровод Средняя Азия – Центр (САЦ), который обеспечивает транспортировку газа из стран Центральной Азии, в первую очередь Туркменистана, в центральные регионы России;
- газопровод Бухара – Урал, по которому осуществляется перекачка центрально-азиатского газа в район Оренбурга;
- газопровод Бухарский газоснабжающий район – Ташкент – Бишкек – Алма-Аты, являющийся одним из самых старых в стране, проходящий через три региона в южной части Казахстана и снабжающий газом Кыргызстан.

Владельцем газотранспортной системы является АО «Казтрансгаз» (принадлежит «КазМунайГазу»). А непосредственное управление магистральными газопроводами осуществляет его 100-процентная дочерняя компания – АО «Интергаз Центральной Азия», – созданная в июне 1997 г.

В состав компании также входят три подземных хранилища газа: Бозойское (3 млрд м³, Актюбинская область), Полторацкое (0,55 млрд м³, Южно-Казахстанская область) и Акыртубинское (0,3 млрд м³, Жамбылская область).

В свою очередь, АО «Казтрансгаз-Алматы» и АО «Казтрансгаз Аймак» ответственны за региональную транспортировку и распределение газа и охватывают своей деятельностью восемь из девяти газифицированных областей страны.

В отдельных регионах РК действуют и другие операторы: государственные коммунальные предприятия (муниципальные организации), акционерные общества и товарищества с ограниченной ответственностью – как с участием государства, так и полностью частные. Они являются мелкооптовыми и розничными поставщиками и имеют в собственности газораспределительные активы.

В целом для страны характерна неразвитость газотранспортной инфраструктуры. Значительная территория и очаговая концентрация месторождений не позволяли в прошлом обеспечить собственным газом потенциальных потребителей. Кроме того, отсутствует единая система газоснабжения, что сильно затрудняет обеспечение «голубым топливом» крупнейшего города юга Алма-Аты и части южных областей. Транспортировка газа в эти регионы осу-

ществляется через территории сопредельных государств (Узбекистан и Кыргызстан) и зависит от соблюдения двусторонних соглашений по обмену поставками, а также от уровня потребления газа в данных странах (особенно в холодные периоды). Отсутствует система газоснабжения северных, центральных и восточных территорий РК.

СДЕРЖИВАЮЩИЕ ФАКТОРЫ УЗБЕКИСТАНА

Узбекистан обладает значительными запасами углеводородов, в основном природного газа. Однако он не входит в число заметных экспортёров, поскольку сталкивается с множеством проблем: от невыгодного географического положения и недостаточной и устаревшей энергетической инфраструктуры до нехватки внешней финансовой и технической помощи и жёсткого законодательного регулирования в области энергетики.

На сегодняшний день официальные статистические данные по добыче нефти, газоконденсата и природного газа в Узбекистане не публикуются.

По данным ВР, извлекаемые разведанные запасы углеводородов в Узбекистане составляют более 2,52 млрд т н. э., из них порядка 65% приходится на газ. А доказанные запасы нефти ВР оценивает в 0,6 млрд баррелей (0,1 млрд т).

По информации Института геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз», прогнозные перспективные ресурсы газа оцениваются в 5,9 трлн м³, нефти – 817,7 млн т, конденсата – 360 млн т.

Крупнейшим и наиболее перспективным нефтегазоносным регионом страны остаётся Устюртский с прогнозными ресурсами 1,7 трлн м³ газа и 1,6 млрд т нефти.

Согласно данным «Узбекнефтегаза», в пяти нефтегазоносных регионах открыты 211 месторождений УВС, в том числе 108 газовых и газоконденсатных, 103 – нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и нефтяных. Более 50% месторождений находятся в разработке, 35% подготовлены к освоению, на остальных продолжаются разведочные работы.

Монопольным оператором нефтегазового комплекса Узбекистана является вышеупомянутый «Узбекнефтегаз», созданный в 1998 г. и объединяющий ряд акционерных компаний. В 2000 г. на него были возложены функции выдачи лицензий на поиск, разведку и добычу углеводородов. Он также представляет интересы государства во всех без исключения нефтегазо-

вых проектах и в той или иной форме контролирует нефтеперерабатывающие заводы. Мощности «Узбекнефтегаза» в настоящее время позволяют обеспечивать добычу около 60 млрд м³ газа и примерно 8 млн т нефти и газоконденсата.

Руководство страны прилагает значительные усилия, чтобы создать благоприятные условия для инвестиций в НГК. В частности, следует отметить президентский Указ «О мерах по привлечению прямых иностранных инвестиций в разведку и добычу нефти и газа» (от 28 апреля 2000 г.) и Закон «О соглашениях о разделе продукции».

Однако практические результаты оказались достаточно скромными, поскольку иностранные компании находят условия СРП не такими привлекательными, как те, что им предлагают в других странах Центральной Азии. К тому же инвесторы учитывают политические риски в связи с наличием исламистской оппозиции президенту И. Каримову.

Тем не менее Узбекистан привлекает в нефтегазовый сектор иностранных инвесторов. В основном это российские или

азиатские компании, такие как «Газпром», «ЛУКОЙЛ», CNPC, Petronas и KNOС (Корея). В частности, «ЛУКОЙЛ» объявил о намерении увеличить суммарный объём инвестиций в Узбекистане с 1,5 млрд долларов в 2010 г. до 5 млрд к 2017 г.

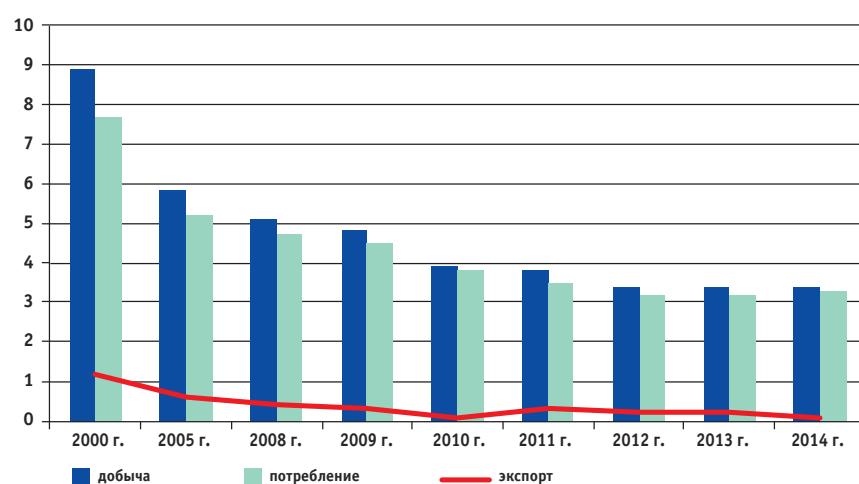
Узбекистан также подписал ряд соглашений о сотрудничестве с другими компаниями, например с PetroVietnam, ExxonMobil, индийскими ONGC и GAIL.

Пик добычи нефти в Узбекистане пришёлся на 1998 г. С тех пор она неуклонно падает (см. рис. 5). Это объясняется двумя причинами. Первая – в течение долгого времени не происходит прироста промышленных запасов. Вторая – извлечение сырья на действующих месторождениях ведётся без применения новых технологий. Для радикального исправления положения дел стране нужны инвестиции в геологоразведку и новые технологии разработки старых месторождений.

Основной объём добычи обеспечивается за счёт разработки месторождений юго-западного Узбекистана (Кокдумалак, Шуртан, Южная Тандирча и др.). Кроме того, на территории страны насчитывается бо-

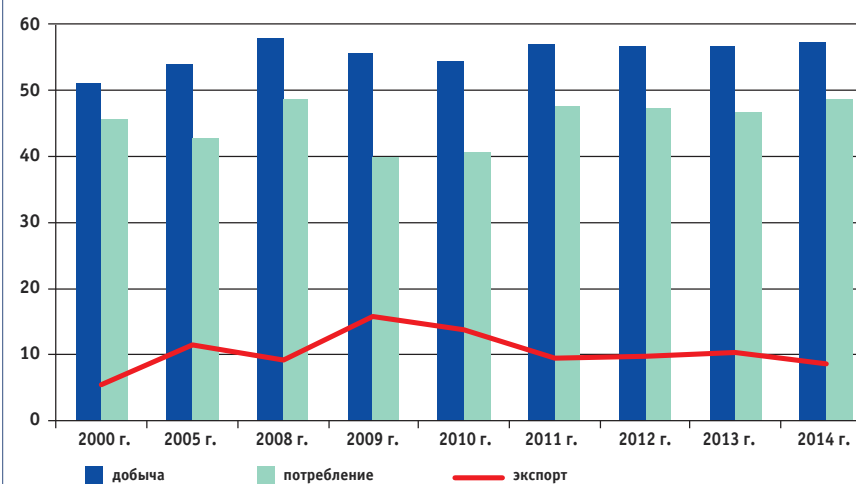


Рис. 5. Нефтяной баланс Узбекистана в 2000–2014 гг., млн т



Источники: построено автором по данным BP Statistical Review of World Energy 2015.

Рис. 6. Газовый баланс Узбекистана в 2000–2014 гг., млрд м³



Источники: построено автором по данным BP Statistical Review of World Energy 2015.

лее 500 небольших промыслов со средним дебитом 1–2 т в сутки. Около 60% добываемой в стране нефти является высокосернистой.

Разработка приграничного месторождения Кокдумалак (свыше 50% его запасов сосредоточено на территории Туркменистана) ведётся в соответствии с межправительственным соглашением между двумя странами, подписанным в марте 1997 г. Согласно его условиям, часть добытого сырья должна была безвозмездно поставляться на Сейдинский НПЗ в Туркменистане.

В 2004 г. «Узбекнефтегаз» и китайская CNPC подписали рамочное соглашение о развитии сотрудничества в нефтегазовом комплексе. В частности, оно предусматривало создание совместного предприятия по разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. В мае 2005 г. компании учредили СП UzCNPC Petroleum, которое занялось освоением месторождений в Бухаро-Хивинском регионе и на плато Устюрт.

В 2008 г. компании подписали соглашение о формировании на паритетных началах СП «Мингбулакнефть» с целью доработки и разработки месторождения Мингбулак в Наманганской области.

Переработка нефти и газоконденсата осуществляется на трёх крупных НПЗ суммарной мощностью 11,2 млн т в год (Ферганский – 5,5 млн т, Алты-Арыкский – 3,2 млн т, Бухарский – 2,5 млн т).

С 2003 г. Узбекистан импортирует нефть с месторождения Кумколь в Южном Казахстане для переработки на Ферганском НПЗ. Поставки осуществляются железнодорожным транспортом. Прогнозируется, что в связи с сокращением собственной

добычи, а также перенаправлением нефти месторождения Кумколь на Павлодарский НПЗ Узбекистан будет наращивать импорт сырья из Туркменистана и России.

По запасам газа страна занимает четвёртое место в Евразийском регионе и девятнадцатое в мире. Пик добычи «голубого топлива» пришёлся на 2008 г., когда она составила 57,8 млрд м³ (см. рис. 6). С тех пор её объёмы последовательно снижались. Это объясняется нехваткой иностранных инвестиций и отсутствием

Табл. 2. Реализуемые и перспективные трубопроводные проекты в регионе

Газопровод	Мощность, млрд м ³ в год	Протяжённость, км	Год ввода в эксплуатацию
САЦ – I, II (2 нитки)	22,0	890	1967–1969
САЦ – III	10,5	(до границы РФ)	1974
САЦ – IV (2 нитки)	35,0		1972
Корпедже – Курт-Куи (Иран)	8,0	135	1997
Довлетабад – Хангеран (Иран)	12,0	155	2010
Трансазиатский газопровод (2 нитки)	30,0–40,0	2038	2009
Трансазиатский газопровод (третья нитка)	25,0	(до границы Китая)	2014
Трансазиатский газопровод (четвёртая нитка)	25,0		2016–2017
Газопровод ТАПИ	33,0	1814	2019?
Газопровод Восток – Запад	30,0	900	2015
Бейнеу – Бозой – Шымкент	10,0	1475	2011–2016

Источники: ПАО «Газпром», зарубежные источники.

необходимой газотранспортной инфраструктуры.

При этом следует отметить, что в силу своих химических характеристик газ Узбекистана нуждается в комплексной переработке для подготовки к продаже потребителям. В стране действуют два центра по переработке газа: Мубарекский ГПЗ и два предприятия в Шуртане (Шуртанский ГПЗ и Шуртанский газохимический комплекс). На обоих ГПЗ запланировано уве-

личение производства СПГ (до 470 тыс. т в год) и бензина (до 150 тыс. т).

В 2014 г. Узбекистан экспортировал 8,5 млрд м³ газа. Импортёрами явились Россия, Казахстан, Таджикистан, Киргизия и Китай. Крупнейшим покупателем стала КНР (6 млрд м³). Ожидается, что в 2015 г. поставки газа в КНР будут доведены до 10 млрд м³. Это связано с завершением строительства летом 2014 г. третьей линии узбекского участка газопровода Центральная Азия – Китай. По данным узбекских источников, к 2020 г. страна намерена нарастить экспорт газа до 27,2 млрд м³.

Кроме того, Узбекистан является транзитной страной, через территорию которой осуществляется экспорт газа из Туркменистана в Россию и Китай (см. табл. 2).

Начиная с 2000 г. Узбекистан стал широко привлекать зарубежные компании, главным образом из Великобритании, для геологоразведки, добычи и переработки газа. Крупных американских и европейских производителей Узбекистан не интересуется по причине достаточно сложной системы транспортировки углеводородов на внешние рынки и значительных затрат на ГРП.

Отдельно необходимо выделить присутствие китайских компаний, прежде всего CNPC. Китай стратегически ориентирован на закупку газа в Центральной Азии, и в силу этого CNPC начала ГРП на нескольких блоках в Узбекистане. Важнейшая за-

дача, которую удалось решить КНР в течение короткого промежутка времени, – обеспечение транзита газа из Туркменистана через Узбекистан. Долгосрочный контракт, заключённый в 2011 г., стал наиболее крупным успехом китайской корпорации. Факт финансирования газотранспортного проекта со стороны КНР лишь подчёркивает стратегическое значение Узбекистана, его транзитной роли для Поднебесной. ■



Битва за Иран

После снятия санкций с ИРИ России придётся приложить немало усилий для расширения своего присутствия на рынке этой страны

Мария КУТУЗОВА

В ноябре состоялся визит Президента России Владимира Путина в Иран. Это стало символом заметного укрепления отношений между двумя странами, основанного как на общности экономических интересов, так и на единстве взглядов на многие политические вопросы, в первую очередь на ситуацию в Сирии. Особую актуальность двусторонний диалог приобретает в связи с грядущим снятием санкций с Исламской Республики Иран. Благодаря этому страна сможет значительно увеличить свой нефтяной экспорт, а также возобновить сотрудничество с западными государствами. И поэтому России необходимо приложить усилия, чтобы не только не уступить свою нишу на иранском рынке западным компаниям, но и значительно расширить присутствие на нём, в том числе в нефтяном и нефтехимическом секторах.

Россия и Иран: новая глава?

На фоне продолжающейся военной операции РФ в Сирии Москва старается найти союзников на Ближнем Востоке. Вслед за новостями о подписании 9 ноября в ходе международного авиасалона Dubai Airshow – 2015 контракта на поставку российских систем ПВО С-300 в ИРИ пришли сообщения о целом пакете экономических соглашений между нашими странами. Согласно оценкам российского Министерства энергетики, в ближайшей перспективе годовой торговый оборот между РФ и Ираном может достичь 10 млрд долларов. Развивается и сотрудничество в финансовой сфере. В настоящее время Внешэкономбанк готовит соглашение о предоставлении Исламской Республике кредита на сумму 2 млрд евро. В стадии разработки находится соглашение о выделении экспортного межгосударственного кредита на сумму 5 млрд долларов.

«Экономическое и политическое сотрудничество между Россией и Ираном всегда носило позитивный и конструктивный характер. В настоящее время растёт интерес иранского бизнеса к России и российских компаний к проектам в ИРИ. Двусторонние отношения имеют

существенный потенциал», – отметил глава Минэнерго Александр Новак в рамках проходившего в Москве 12 ноября заседания Постоянной Российско-Иранской комиссии по торгово-экономическому сотрудничеству.

Отечественные компании участвовали и планируют наращивать усилия в строительстве и модернизации объектов иранской электроэнергетики. Рассматриваются перспективы взаимодействия в металлургии, в области геологоразведки и освоения месторождений (в том числе углеводородных), в сфере развития транспортной инфраструктуры и сельского хозяйства. В общей сложности прорабатываются десятки крупных проектов совокупной стоимостью около 40 млрд долларов.

Кроме того, Россия подтвердила заинтересованность в объединении энергосистем РФ, Азербайджана и Ирана. А. Новак считает целесообразным возобновление деятельности трёхсторонней рабочей группы по этому вопросу и проведение технико-экономических исследований.

В ходе упомянутого заседания двусторонней комиссии были подписаны соглашения о геологоразведке на водные

ресурсы между АО «Росгеология» и Министерством энергетики ИРИ, о финансировании между АО «Банк Российская Финансовая Корпорация» и Банком развития Ирана. Заключён меморандум между Министерством транспорта РФ и Министерством дорог и градостроительства ИРИ о совместной борьбе с загрязнением моря нефтью и другими вредными веществами. Подписано также соглашение между ОАО «Технопромэкспорт» и Базовой специализированной компанией Ирана о выработке электроэнергии на паровых ТЭС и о реализации ряда энергетических проектов в этой стране.

Развивается сотрудничество и в нефтегазовой сфере. Так, «Зарубежнефть» подписала меморандум по освоению месторождения Шангуле, расположенного в пределах блока Анаран. До введения санкций в отношении Ирана геологоразведку там проводил «ЛУКОЙЛ» в консорциуме со Statoil. Норвежской компании принадлежало 75%, российской ВИНК – 25%. В результате ГРП были открыты два месторождения – Азар и Шангуле. «ЛУКОЙЛ» и Statoil вели переговоры с иранской стороной о заключении контракта на разработку месторождений, но он не был подписан из-за санкций.

«Зарубежнефть» уже реализует совместно с Iranian Central Oil Fields Company проекты по повышению нефтеотдачи на месторождениях Пейдар, Западный Пейдар, Абан и Нафт Шахр.

Российская компания рассматривает возможность начала реализации новых проектов по разработке месторождений в Иране на общую сумму порядка 6 млрд долларов. В частности, она заявила о своей готовности инвестировать в четыре нефтяных и нефтехимических проекта в провинции Илам. На долю данного региона приходится 6% запасов иранской нефти (третье место в стране) и 11% природного газа (второе место). По словам вице-губернатора провинции Хешматолла Аскарри, запланированы бурение и добыча нефти на месторождении Чангуле (где можно производить до 70 тыс. баррелей сырья в сутки), строительство нефтеперерабатывающего завода в непосредственной близости от этого промысла, а также сооружение ещё одного НПЗ и нефтехимического комбината в Дехларане. По оценкам Аскарри, реализация этих планов потребует инвестиций в размере более 7 млрд долларов.

Участие российского нефтегазового бизнеса в освоении иранского углеводородного потенциала может быть значи-

тельно расширено после принятия в ИРИ новой нормативной базы, касающейся инвестиций в НГК.

Восьмого декабря министр нефти Ирана Бижан Намдар Зангане встретился в Тегеране с президентом «Роснефти» Игорем Сечиным. Эксперты комментируют, что российская госкомпания решительно настроена на вхождение в ряд проектов в ИРИ. Но другие российские компании («Газпром нефть», ЛУКОЙЛ) пока выжидают, до полной отмены санкций. В частности, Вагита Алекперова не совсем устроили условия нового нефтесервисного контракта...

В конце октября в Москве, в Экспоцентре на Красной Пресне, прошла 2-я международная бизнес-конференция «РусИранНефтеХим – 2015», посвящённая сотрудничеству двух стран в области нефтегазовой и нефтехимической промышленности. Она была подготовлена группой компаний «РусИранЭкспо». «Иранская экономика со снятием санкций может быть подпитана порядка 200 млрд долла-

Участие российского нефтегазового бизнеса в освоении иранского углеводородного потенциала может быть значительно расширено после принятия в ИРИ новой нормативной базы, касающейся инвестиций в НГК.

ров инвестиций, согласно подсчётам Министерства торговли и промышленности ИРИ. Мы находимся на пороге очень интересных изменений в этой стране. Если российский бизнес не будет ориентирован на то, чтобы быстро занять открывающиеся ниши на рынке, уже через полгода нашим компаниям будет сложно конкурировать с западными инвесторами, крупнейшими мировыми игроками в самых разных отраслях», – отметил в ходе конференции директор Центра изучения современного Ирана Раджаб Сафаров.

По данным заместителя директора Департамента внешнеэкономических отношений Министерства промышленности и торговли РФ Александра Толпарова, в преддверии снятия санкций и «разморозки» экономических отношений с ИРИ участвовали визиты делегаций западных правительств и компаний в Тегеран. Но и у РФ есть шансы расширить своё присутствие в этой стране. «Российские компании обладают конкурентны-

ми преимуществами в целом ряде сфер – нефтегазовой, энергетической, транспортной. В частности, по соотношению «цена – качество» поставляемого оборудования», – считает А. Толпаров.

Заместитель представителя Делового клуба ШОС в Иране, директор компании «Химтранс» Александр Шаров рассказал участникам форума о существующих возможностях российско-иранского сотрудничества в области нефтехимической промышленности, в частности в сфере производства полимеров. А советник директора завода Khuzestan Petrochemical Company Манджи Али-Реза осветил перспективы экспорта в Россию иранских поликарбонатов, эпоксидных смол и других полимерных материалов.

НЕФТЕДОБЫЧА: ВОЗРОЖДЕНИЕ ПОСЛЕ САНКЦИЙ

По данным Clyde & Company, около 80% нефтяных запасов Ирана было открыто ещё до 1965 г. Примерно 70% из них расположено на суше. Согласно Arab Oil and Gas Journal, около 85% наземных запасов сосредоточено в нефтеносном бассейне Лурестан-Хузестан на юго-западе страны, недалеко от границы с Ираком. Там находятся такие крупнейшие месторождения, как Ахмаз-Асавари, Марун и Гашаран.

Разрабатываемые морские активы в основном расположены в Персидском заливе. Крупнейшим шельфовым месторождением является Абузар, его мощность составляет 175 тыс. баррелей в сутки. Кроме того, доказанные запасы нефти ИРИ – 500 млн баррелей в Каспийском море. Однако там не ведутся геологоразведка и разработка в связи с территориальными спорами с соседними Азербайджаном и Туркменистаном. Иран также делит ряд как наземных, так и морских месторождений с Ираком, Катаром, Кувейтом и Саудовской Аравией.

По содержанию серы иранская нефть является среднесернистой, её плотность – от 28 до 36 градусов API. На два сорта – Iran Heavy и Iran Light – приходится 80% нефтедобычи страны. Iran Heavy в основном производится на наземных месторождениях на юге Ирана, таких как Гашаран, Марун, Раг-и-Сафид, Ахваз, Банегстан, Мансури и Биби-Хекиме. Две трети сорта Iran Light поступает с трёх шельфовых месторождений в регионе Хузестан – Ахваз-Асмари, Карани и Ага-Джари. Многие месторождения, на которых добывается Iran Light, являются зрелыми, разрабатываются уже десятки лет, и производство на них быстро сокращается.

В Иране добываются и другие сорта нефти: Froozan, Soroush/Norouz, Doroud, Sirri и Lavan Blend.

В 2012 г. в результате введения санкций добыча нефти в ИРИ существенно сократилась и страна потеряла второе место в ОПЕК по данному показателю. А в 2013 г. по сравнению с 2011 г. производство жидких углеводородов уменьшилось почти на 25%, до 3,2 млн барр./сут, и в итоге ИРИ опустилась на четвертую позицию (после Саудовской Аравии, Ирака и ОАЭ).

С 2007 г. Исламская Республика не запустила в эксплуатацию ни одного нового нефтяного месторождения. И хотя страна объявляла о начале ГРП на ряде блоков, санкции серьезно сказались на большинстве новых проектов. Тем не менее разработка нескольких месторождений продолжается, хотя и более медленными темпами, чем планировалось.

Помимо санкций, негативное влияние на добычу оказал процесс истощения запасов. По данным Arab Oil and Gas Journal, у иранских месторождений относительно высокие темпы истощения – 8–11% в год в сочетании с низким коэффициентом нефтеотдачи – 20–25%.

Тем не менее, по данным Bloomberg, спустя 7–8 месяцев после отмены санкций Иран сможет претендовать на второе место (после Саудовской Аравии) по объемам нефтедобычи в ОПЕК. «Мы должны вернуть себе долю рынка, не обращая внимания на цены. Иран ничего не потеряет, если цены упадут вдвое, а добыча при этом вырастет в два раза. Волноваться должны те страны, которым досталась иранская доля рынка», – приводит агентство слова министра нефти ИРИ Биджана Намдара Зангане.

«Для того чтобы наладить сегодня нормальную работу нефтяной отрасли, Ирану необходимо увеличить объемы эксплуатационного бурения как минимум в 16 раз и ввести в работу не менее 860 нефтяных скважин в год, из них 300–350 глубокой свыше 3 км. Тогда как в течение 2014 г. в стране было пройдено бурением всего 124 скважины, из которых только у четырех глубина свыше 3 км. Нет оснований доверять заявлениям Ирана о быстром росте добычи: их надо расценивать как пропаганду намерений», – считают специалисты одной из российских компаний.

Для возрождения нефтяной отрасли Ирана предполагается использовать средства, которые западные компании задолжали Тегерану за поставленную до введения санкций нефть. Общая сумма

долга, по оценке экспертов, – 27 млрд долларов (в том числе Shell – 2,3, Eni – 2,9, BP – 3,1, Total – 3,7 млрд долларов).

В частности, ставка будет сделана на разработку месторождения Ядавара. Не так давно власти Ирана заявили о переоценке запасов этого крупнейшего актива страны в сторону увеличения на 18 млрд баррелей, до 31 млрд баррелей. Если эта информация подтвердится, Иран переместится с четвертого на третье место в мире по запасам нефти, обойдя Канаду с её нефтяными песками, и будет уступать лишь Венесуэле и Саудовской Аравии. Согласно комментариям российских экспертов, переоценка запасов Ядавара была запланирована ещё четыре года назад и связана с совершенствованием методики опробования многопластовых месторождений.

Для возрождения нефтяной отрасли Ирана предполагается использовать средства, которые западные компании задолжали Тегерану за поставленную до введения санкций нефть. Общая сумма долга, по оценке экспертов, – 27 млрд долларов (в том числе Shell – 2,3, Eni – 2,9, BP – 3,1, Total – 3,7 млрд долларов).

Но для эффективной разработки этих запасов Исламской Республике потребуются новые технологии вскрытия нефтяных пластов и поддержания в них давления. Необходимо также полностью изменить схему разработки нефтяного гиганта, в частности заменить технологию закачки газа на использование солевых растворов. Это позволило бы не только повысить эффективность освоения пластов, но и сберечь 25 млрд м³ «голубого топлива» в год. Согласно оценкам, при ежегодных капиталовложениях, равных 3 млрд долларов, на протяжении 3 лет на месторождении можно было бы обеспечить стабильную добычу 80 млн т нефти на протяжении как минимум 30 лет.

Однако эксперты утверждают, что Иран выполнил только часть работ, необходимых для компетентной оценки запасов на Ядавара, не разбурил нижние горизонты, не провёл в полном объёме исследования коллекторских свойств пластов. Поэтому потенциал актива до конца неясен. Необходимо также отметить, что иранцы сделали ставку при разработке

запасов Ядавара на сотрудничество с Китаем. Так, Sinopec Group планирует в кратчайшие сроки довести свою добычу на этом месторождении до 85 тыс. баррелей в сутки и в дальнейшем увеличить её до 200 тыс. баррелей в сутки.

Что касается газодобычи, то её основные объёмы приходятся на месторождения Южный Парс, Нар и Канган. В середине 2011 г. в стране состоялся запуск «пилотного» завода GTL мощностью 1 тыс. баррелей в сутки. Согласно информации Arab Oil and Gas Journal, Иран планирует построить ещё один завод производительностью 10 тыс. барр./сут, ресурсной базой для которого станут запасы Южного Парса.

Нефтехимия Ирана: развитие под санкциями

Огромные ресурсы углеводородного сырья позволяют Ирану активно и успешно развивать нефтехимию. Если в 1997 г. в ИРИ было произведено нефтехимических продуктов на 1 млрд долларов, то в настоящее время этот объём составляет 25 млрд. По данному показателю государство вышло на первое место среди стран Ближнего Востока и Средней Азии. Одновременно растёт и внутренний спрос на данную продукцию – примерно на 6% в год. В свою очередь, экспорт расширяется на 8% ежегодно.

За последние 46 лет в развитие иранской нефтехимической промышленности было инвестировано около 46 млрд долларов. В ближайшие годы капиталовложения в отрасль должны составить 75 млрд долларов, около 70% из них обещают обеспечить зарубежные инвесторы.

Одна из важнейших характеристик отрасли – опора на собственные возможности. В Иране достигнуты высокие показатели импортозамещения по некоторым видам оборудования для нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей. Так, при строительстве комбината «Персеполис» уровень локализации достиг 92%. Хотя из-за наложенных на ИРИ ограничений строительство ряда нефтехимических мощностей, для которых были необходимы западные технологии и катализаторы, всё же заморозили или приостановили.

Среди новых нефтехимических мощностей в ИРИ можно отметить вторую очередь комбината в районе Асалуе, а также предприятия в особой экономической зоне «Парсиан». По информации главы Группы компаний «РусИранЭкспо» Александра Шарова, в 2015–2017 гг. в стране



предполагается создать не менее 17 новых нефтегазохимических объектов, ориентированных как на растущий внутренний рынок, так и на экспорт. «Иран даже в условиях санкций представлял гигантскую строительную площадку. В настоящее время там разрабатывается более 60 новых крупных проектов в области нефтехимии. При таком потенциале сотрудничество между Россией и Ираном в нефтехимической области, как и в целом в торгово-экономической сфере, парадоксально низкое. Российско-иранский товарооборот в прошлом году составил две соотв. процента от общего объёма товарооборота РФ с другими странами. В то же время ИРИ – это редкая страна в мире, которая создаёт уникальные условия для инвестирования. Исламская Республика обеспечивает гарантированно минимум 20-процентный доход от любой инвестиции», – отмечает А. Шаров.

Около 90% нефтехимического производства страны (46–47 млн т в год) и почти такая же доля экспорта (18–19 млн т) приходится на Национальную иранскую нефтехимическую компанию (National Petrochemical Company, NPC). В отрасли занято свыше 70 тыс. инженерно-технических специалистов и рабочих.

Изначально основу иранской нефтехимии составляли девять крупных комплексов. Старейший нефтехимический комплекс в Ширазе введён в эксплуатацию в 1963 г. В настоящее время проектная мощность завода доведена до 1,94 млн т, из которых около 48 тыс. т идут на экспорт.

Второй по возрасту нефтехимический комбинат – на острове Харг – работает с 1969 г. Его мощность доведена до 1,16 млн т, большая часть (956 тыс. т) продук-

За последние 46 лет в развитие иранской нефтехимической промышленности было инвестировано около 46 млрд долларов. В ближайшие годы капиталовложения в отрасль должны составить 75 млрд долларов, около 70% из них обещают обеспечить зарубежные инвесторы.

ции, главным образом метанол и сера, экспортируется.

НХК, расположенный в городе Рази, введён в 1970 г. Его проектная мощность – 3,66 млн т, фактическая – 2,39 млн т, из них 660 тыс. т экспортируется.

В 1992 г. запущен комплекс в Исфахানে, проектная мощность которого 268 тыс. т, из них 28 тыс. т отправляется за рубеж. Там производятся толуол, бензол, ксилол и другие виды продукции.

НХК в Араке (1,1 млн т) введён в эксплуатацию в 1993 г. Среди выпускаемых продуктов – этилен, пропилен, пиролизный бензин, полиэтилен, бутанол, изобутанол и т. д. Около 200 тыс. т продукции уходит на экспорт.

НХК в городе Бендер проектной мощностью 5,6 млн т введён в эксплуатацию в 1994 г. Его фактическая производительность – 4,6 млн т, из них порядка 1,9 млн т экспортируется. Завод выпускает бензол, этилен, пропилен, полиэтилен, дихлорэтан, поливинилхлорид и т. д.

НХК в Урмии эксплуатируется с 1995 г. (мощность – 16 тыс. т, экспорт – 2 тыс. т). В том же году вступил в строй более круп-

ный завод в Тебризе (686 тыс. т), отправляющий на экспорт около 93 тыс. т продукции. Он производит бензол, этилен, пропилен, полиэтилен, бутен, толуол, полистирол и т. д.

Нефтехимический комплекс в Боджнурде функционирует с 1996 г. Его проектная мощность была увеличена с 825 до 953 тыс. т в год. Масштаб экспорта незначителен – около 6 тыс. т в год.

Согласно планам иранских властей, основная часть инвестиций в развитие нефтехимии будет вложена в объекты в южных регионах ИРИ – район порта Асалуе (особая экономическая зона Парс) и провинция Бушер. Они расположены вблизи от крупнейшего в мире газового месторождения Южный Парс, представляющего собой продолжение катарского месторождения Северный купол.

Южный Парс находится в 100 км от иранского побережья. Его запасы оцениваются примерно в 39 трлн м³, из них на долю ИРИ приходится 14,2 трлн м³ газа и 18 млрд баррелей газоконденсата. Это составляет около 7% всех мировых запасов газа, или 38,6% иранских запасов «голубого топлива». Разработка данного актива, включающая в себя 28 фаз, считается крупнейшим энергетическим проектом страны.

«Под влиянием Южного Парса находится экономика и деловая жизнь юга страны от Бушера до Бандар-Аббаса. Именно эта часть страны должна стать главным плацдармом для развития в Иране мирового центра нефтехимии. Здесь запланировано создание мощной инфраструктуры: строительство нефтеочистительных предприятий, НХК, вспомогательных объектов нефтяной, газовой и нефтехимической отраслей, энергетических объектов, сети железных и автомобильных дорог, портов и жилых комплексов», – отмечают в «РусИранЭкспо».

Площадь особой экономической зоны Парс составляет более 2 тыс. га, порт находится в городе Асалуе. Она начала застраиваться с 2001 г., и сейчас здесь введено в эксплуатацию 30 нефтехимических предприятий. В частности, «Пардис» выпускает 1,36 млн т аммиака и 2,15 млн т карбамида; «Парс» – 1,6 млн т этана, 1,6 млн т пропана, 0,65 млн т этилбензола, 0,6 млн т стирола; «Загрос» – 3,3 млн т метанола; «Мехр» – 300 тыс. т полиэтилена; «Морварид» – 500 тыс. т этилена; «Джам» – 1,6 млн т этилена. Дистраиваются ещё 20 заводов. Из них крупнейшие – «Кавиан», «Бушер», вторая очередь «Асалуе». Ввод в строй новых предприятий нацелен на

рост выпуска метанола, аммиака, этилена и других продуктов нефтехимии.

Химическое производство в зоне Махшехр раскинулось в порту Бандар-Имам на площади 2,3 тыс. га. Ещё в 1970 годы здесь было введено в эксплуатацию два нефтехимических завода, а в 1990 годах начался бум создания новых предприятий. Так, завод «Фаравареш» специализируется на этилене, пропане, ароматических углеводородах. «Баспаран» производит полиэтилен, полипропилен, ПВХ, бутадиен и каучук. «Амир-Кабир» выпускает этилен, пропилен, полиэтилен, бутадиен, бутен. НПЗ «Буали-Сина» кроме нефтепродуктов отгружает бензол и ксилолы. Предприятие «Шахид Тонгджуян» изготавливает терефталевую кислоту, а также волоконный и бутылочный ПЭТФ. На заводе «Марун» налажен выпуск базовых полимеров.

В Махшехре достраиваются и новые предприятия по выпуску ПВХ, этана, пропана, пропилена, технического углерода. В соседних городах Ахваз, Абадан и других размещаются небольшие заводы по производству смол.

Количество специализированных нефтехимических промышленных зон будет увеличено. С конца 2000-х, после начала приватизации в отрасли, стали сооружаться новые крупные государственные и частные заводы возле небольших городов в центральных районах Ирана, а не только около портовых зон. В настоящее время достраивается более 30 крупных заводов вокруг разрабатываемых месторождений и строящихся этиленопроводов. «Иран готов вести их достройку в сотрудничестве с Россией. К примеру, есть предложения по двум заводам по производству 400 тыс. т метанола на юге и севере страны», – отмечают специалисты «РусИранЭкспо».

Кроме того, за последние годы появилось множество небольших частных химических заводов и предприятий по переработке полимеров в старых отраслевых центрах – Исфагане, Абадане, Тебризе, Араке, а также в Тегеране.

«Производство иранской нефтехимической промышленности по соотношению «цена – качество» является вполне кон-

курентоспособной на мировом рынке, поэтому правительством страны ставится задача существенного увеличения в ближайшее время объёмов экспорта», – утверждают в «РусИранЭкспо». В настоящее время NPC установила связи со 142 компаниями из 50 стран мира и открыла представительства в Великобритании, Германии, ОАЭ, Индии, Китае, Южной Корее и Сингапуре.

Что касается российско-иранского сотрудничества в сфере нефтехимии, то помимо участия компаний из РФ в достройке крупных объектов, интерес представляет создание небольших совместных предприятий по производству конечной продукции. Они могли бы опираться на местное сырьё и российские технологические наработки. Особенно перспективными направлениями являются производство катализаторов, хмреагентов для нефтедобычи, фосфорных, фенольных и азотных соединений, а также другой малотоннажной химии, кремнеорганики и инженерных композитов.

Геологоразведка в России: драйверы роста и новые проекты

Добывающие компании России и СНГ обсудили перспективы геологоразведки в нефтегазовой отрасли

11 ноября в Москве состоялась 2-я стратегическая конференция «Геологоразведка 2015», организаторами выступили компания VostockCapital и ОАО «Росгеология». В работе мероприятия приняли участие более 170 представителей власти, добывающих и технологических компаний, представителей научного сообщества. Было заслушано 30 докладов с ключевой информацией о планах государства по стимулированию геологоразведочных работ, о текущих и будущих проектах добывающих компаний России и Казахстана, инновационных технологиях – сейсмика и несейсмические методы разведки.

На конференции «Геологоразведка 2015» выступил Министр природных ресурсов и экологии РФ Сергей Донской. «Российские компании не фиксируют снижения финансирования геологоразведочных работ. Отрасль имеет все возможности драйвера роста», – отметил министр. Сергей Донской также говорил о важности привлечения международных инвестиций в геологоразведочную отрасль России.

Свои текущие проекты и планы на ближайшие годы представили руководители таких компаний, как «Газпром геологоразведка», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Зарубежнефть», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ». В частности, с докладом выступил генераль-

ный директор ООО «Газпром геологоразведка» А. В. Давыдов. Были широко представлены задачи компании на 2015–2018 гг., в числе которых – сейсморазведочные и буровые работы в акваториях Карского и Баренцева морей, доразведка уникальных месторождений полуострова Ямал, ГРП по поиску подземных хранилищ газа в Восточной Сибири, ускоренная разведка уникального по запасам Ковыктинского месторождения, ускоренная разведка крупнейшего Чаяндинского месторождения и др.

Генеральный координатор проекта «Евразия» Б. М. Куандыков представил уникальный международный проект по изуче-



нию глубокозалегающих отложений Прикаспийской впадины. Огромные перспективы нефтегазоносности Прикаспийской впадины на территории Казахстана и России вызывают большую заинтересованность у крупных международных нефтяных компаний, среди которых «КазМунай-Газ», Chevron, CNPC, ONGC, Lukoil, Total, Halliburton и др.

Директор Дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы ПАО «Газпром нефть» А. А. Вашкевич назвал приоритетными такие регионы развития РФ, как Арктический шельф, ЯНАО, ХМАО, юг Тюменской области, а также Восточную Сибирь. Были представлены проекты «Чукотка», «Чона», «Куюмба», «Баженов» и др.

Свои технологические решения и инновации предъявили руководители таких компаний, как PGS, Ingenixgroup, Yandex.Terra, «Аэрогеофизика», GDS, Сибирская геофизическая научно-производственная компания, Квэрнер Россия и др.

Участники сошлись во мнении о необходимости существования и дальнейшего развития столь значимого мероприятия, где вопросы геологоразведки обсуждаются широким кругом профессионалов.

VostockCapital является лидером в сфере консалтинга и организации международных конференций, семинаров и мастер-классов для специалистов энергетической отрасли из России, СНГ, Европы и Азии. В составе профессиональной команды – 30 человек, которые говорят на 10 иностранных языках. Компания имеет офисы в России и Великобритании. За последние 12 лет компания VostockCapital провела 160 мероприятий в 15 странах мира. С 2005 года в мероприятиях приняли участие более 8000 специалистов из 34 государств.



17-18 МАРТА 2016 г.

г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ «ЯМАЛ», ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка
**ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –
КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**

Выставка пройдет в рамках
Новоуренгойского газового форума

Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:
SIB EXPO SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэксспозервис»
Тел.: (383) 335 63 50 – многоканальный,
e-mail: ses@yavmail.ru, www.ses.net.ru

РЕКЛАМА

По первому классу

Благодаря изменениям в законодательстве повышается заинтересованность работодателя в своевременном выявлении опасных факторов на производстве

Николай САЧКОВ,
руководитель проектов
(«Центр изучения и оценки юридических и экономических проблем системы промышленной безопасности и охраны труда»)

Юридическая экспертиза играет существенную роль в вопросах охраны труда, и это утверждение сложно оспорить. Законодательные изменения требуют постоянного мониторинга в целях своевременного внедрения новых стандартов в области охраны труда, а также и для оптимизации производственного процесса или расходов.

В полной мере осознавая важность юридической экспертизы, эксперты «Центра изучения и оценки юридических и экономических проблем системы промышленной безопасности и охраны труда» на регулярной основе отслеживают законодательные изменения, выделяя наиболее важные и актуальные из них.

ВЗВЕСИТЬ РИСКИ

Начиная с 1 января 2016 г. вступает в силу статья 18 Федерального закона «О специальной оценке условий труда». Сам закон действует уже с 1 января 2014 г. и предусматривает, помимо прочего, классификацию рабочих мест в зависимости от рисков по четырём категориям: «оптимальный класс», «допустимый класс», «вредный класс» и «опасный класс».

Согласно положениям закона, от уровня класса зависят компенсации работникам за вредные или опасные условия труда, а также, что немаловажно, размер страховых взносов со стороны работодателя.

Порядок начисления страховых взносов определяется статьёй 58.3 («Дополнительные тарифы страховых взносов для отдельных категорий плательщиков страховых взносов с 1 января 2013 г.») Федерального закона от 24.07.2009 г. № 212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд



Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования».

Особо следует отметить тот факт, что работодатель может получить освобождение от указанных дополнительных взносов на основе разрабатываемой системы специальной оценки условий труда. Другими словами, постоянно сокращая риски на производстве и повышая уровень безопасности, он может повысить классификацию рабочих мест и в результате рассчитывать на освобождение от дополнительных взносов.

Таким образом, работодатель теперь напрямую заинтересован в своевременном выявлении опасных факторов на производстве и сокращении времени контакта работников с такими факторами. Это лучше, чем компенсировать потенциальный ущерб.

Закон «О специальной оценке условий труда» предусматривает проведение такой оценки не реже, чем раз в пять лет. Её должна осуществлять независимая организация, в которой есть аттестованные эксперты и необходимое измерительное оборудование. Поводом для повторной оценки может послужить несчастный

случай на рабочем месте или болезнь, вызванная вредными условиями труда.

Законом предусмотрена также «государственная экспертиза условий труда». Если профсоюзы или работники не согласны с результатом обычной экспертизы, они могут в досудебном порядке обратиться в Роструд, и он проведёт повторную проверку, которая для данного предприятия будет бесплатной.

Статья 18 закона предусматривает необходимость и регламентирует порядок передачи результатов специальной оценки в Федеральную государственную информационную систему учёта. Согласно этой статье, обязанность по передаче указанных сведений возлагается на организацию, проводящую такую оценку.

Опираясь на многолетний опыт и глубокую экспертизу, «Центр...» в полной мере соответствует требованиям, применяемым к независимым организациям, проводящим на предприятиях специальную оценку условий труда. Результаты такой экспертизы могут служить для разработки и реализации мероприятий, направленных на улучшение условий труда работников, а также для обеспечения их средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Данные меры позволяют

снизить класс (подкласс) условий труда (см. врез).

Требования к процедурам оценки эффективности СИЗ, применяемых на рабочих местах с вредными условиями труда, устанавливает Методика снижения класса (подкласса) условий труда при применении работниками эффективных средств индивидуальной защиты. Она распространяется на СИЗ, подлежащие сертификации в соответствии с Техническим регламентом Таможенного союза ТР ТС 019/2011 «О безопасности средств индивидуальной защиты» (вступил в силу с 1 июня 2012 г. на основании решения Комиссии Таможенного союза от 09.12.2011 г.). В их число входят:

- средства индивидуальной защиты органов дыхания;
- СИЗ головы от повышенных (пониженных) температур, тепловых излучений;
- одежда, специальная, защитная, и СИЗ рук от воздействия пониженной температуры.

Процесс оценки качества и эффективности применяемых работниками СИЗ носит комплексный характер и охватывает множество процедур, в том числе:

- оценку соответствия номенклатуры и количества СИЗ, выданных работнику, требованиям соответствующих типовых норм;
- оценку соответствия требованиям Технического регламента;
- оценку наличия эксплуатационной и иной документации, а также маркировки и комплектности СИЗ;
- оценку эффективности выбора средств индивидуальной защиты;
- комплексную оценку эффективности СИЗ.

Особую важность представляет процедура оценки эффективности выбора СИЗ. Она реализуется путём нескольких последовательных этапов.

ПОЭТАПНАЯ ОЦЕНКА

В первую очередь, оценивается соответствие видов СИЗ перечню вредных и опасных производственных факторов. Затем определяется соответствие защитных свойств, выданных работнику, уровням вредных и опасных производственных факторов по результатам специальной оценки условий труда. После этого оцениваются потребительские свойства СИЗ. И на заключительном этапе проверяется соответствие их защитных свойств.

В конечном счёте, конкретный вид СИЗ предусматривает защиту от опреде-

Классификация вредных условий

Подкласс 3.1 (вредные условия труда 1-й степени) – условия труда, при которых на организм работника воздействуют идентифицированные потенциально вредные и опасные факторы, уровни воздействия которых способны вызвать функциональные изменения в организме человека, восстанавливающиеся, как правило, при более длительном (чем к началу следующей смены) прерывании воздействия данных факторов, и увеличить риск повреждения здоровья.

Подкласс 3.2 (вредные условия труда 2-й степени) – условия труда, при которых на организм работника воздействуют идентифицированные потенциально вредные и опасные факторы, уровни воздействия которых способны вызвать стойкие функциональные изменения в организме работника либо привести к развитию и появлению профессиональных заболеваний лёгкой степени тяжести (без потери профессиональной трудоспособности), возникающих после продолжительной экспозиции (после 15 и более лет).

Подкласс 3.3 (вредные условия труда 3-й степени) – условия труда, при которых на организм работника воздействуют идентифицированные потенциально вредные и опасные факторы, уровни воздействия которых способны вызвать стойкие функциональные изменения в организме работника либо привести к развитию профессиональных заболеваний лёгкой и средней степеней тяжести (с потерей профессиональной трудоспособности) в период трудовой деятельности.

Подкласс 3.4 (вредные условия труда 4-й степени) – условия труда, при которых на организм работника воздействуют идентифицированные потенциально вредные и опасные факторы, уровни воздействия которых способны вызвать стойкие функциональные изменения в организме работника либо привести к развитию тяжёлых форм профессиональных заболеваний (с потерей общей трудоспособности) в период трудовой деятельности.

лённого вредного и (или) опасного фактора. Например, специальная защитная одежда и СИЗ рук предусматривают защиту от фактора температуры внешней среды, а от химического фактора защищает СИЗОД изолирующего типа и т. д.

Как уже упоминалось, процесс оценки качества и эффективности применяемых СИЗ имеет поэтапный подход. По завершении каждого этапа ставится оценка от

0 до 1, то есть неудовлетворительное или полное соответствие требованиям.

В результате проводится комплексная оценка эффективности СИЗ, которая осуществляется путём перемножения полученных показателей на их удельный вес в соответствии с методикой. Полученные результаты суммируются, образуя итоговую оценку, которая заносится в протокол.

Снижение класса (или подкласса) условий труда на одну ступень становится возможным, если соблюдены три условия. Во-первых, условия труда на рабочем месте отнесены к вредным (1–4 степени). Во-вторых, полностью реализованы процедуры, указанные в положениях методики (наличие сертификации на СИЗ). В-третьих, общая балльная оценка эффективности СИЗ больше или равна 0,9.

Предусматривается также и возможность снижения класса (или подкласса) условий труда более чем на одну ступень. Это возможно при соблюдении уже четырёх условий. Первое – условия труда отнесены к вредным (1–2 степени). Второе – полностью реализованы процедуры, указанные в положениях методики (наличие сертификации на СИЗ). Третье – общая балльная оценка эффективности СИЗ больше или равна 1. Четвёртое – имеется согласование данного снижения класса (подкласса) условий труда с территориальным органом санитарно-эпидемиологического надзора.

В завершение хотелось бы отметить требования, которые применяются к независимым организациям, проводящим специальную оценку условий труда. К ним относятся, помимо прочего, самостоятельность эксперта в сфере специальной оценки условий труда, которая подтверждается сертификатом. Кроме того, эксперт не должен входить в комиссию по проведению специальной оценки условий труда. Он принимает юридически значимые решения, осуществляя замеры вредных и опасных факторов и используя данные производственного контроля, а также несёт персональную административную ответственность, вплоть до 3-х лет дисквалификации.

С полной уверенностью можно утверждать, что «Центр изучения и оценки юридических и экономических проблем системы промышленной безопасности и охраны труда» располагает необходимой базой для оценки эффективности СИЗ в рамках специальной оценки условий труда, соответствует самым высоким требованиям и всегда готов содействовать в проведении всех необходимых процедур. ■

Нефтегазовая отрасль готова к переменам



В Петербурге успешно завершился нефтегазохимический форум «ПРО-НЕФТЬ 2015»

Для российской нефтегазовой отрасли наступил этап, когда самый ценный ресурс – это новые идеи и нестандартные решения. В таких условиях возникает все больше новых проектов, перспективных, но не обладающих достаточными знаниями и ресурсами для быстрого и эффективного старта. Под такие инициативы должны создаваться площадки нового формата, дающие возможности для обучения, расширения партнерской сети, продвижения инновационных продуктов и решений и общения с потенциальным потребителем.

Первый Петербургский Международный Нефтегазохимический форум «ПРО-

НЕФТЬ 2015» состоялся 1–3 декабря 2015 г. в Санкт-Петербурге при поддержке Международной ассоциации «Антиконтрафакт», Фонда развития промышленности, Администрации Кингисеппского района, ОАО «ВНИИ НП», ИНХС РАН, Межотраслевого союза развития высокотехнологичного экспорта и импортозамещения. В форуме приняли участие представители EURENCO – VeryOne, ФГУП РНЦ «Прикладная химия», ООО «СП Единая торговая система», АО «Ангарская нефтехимическая компания», Атырауский институт нефти и газа, ООО «Гранвье», ООО «КД Системы и Оборудование» (Malvern Instruments Ltd), ГУП РК «Черноморнефтегаз», ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга», ЗАО «Нефтехим-Бункер», ЗАО «Аризона Кемикал», Международная академия наук экологии и безопасности жизнедеятельности, ОАО «НИИТЭХИМ», ОАО «ГалоПолимер», ГК «ЭКОРОС», НО «Фонд содействия кредитования малого

и среднего бизнеса», АО «ОХК «УРАЛХИМ», ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», ПАО «Сбербанк России», ПАО «ВТБ 24» и многие другие.

Много разговоров на форуме было посвящено импортозамещению. Санкции наравне со снижением цен на нефть и нестабильной экономической ситуацией отразились на всех участниках рынка. Однако нефтехимики настроены позитивно и как никогда готовы к совместной работе. Тема пленарного заседания «Синергия игроков нефтегазового рынка как гарант устойчивого будущего отрасли» задала тон ходу всего мероприятия. На форуме были достигнуты предварительные соглашения, заключены договоры о сотрудничестве и намечены новые совместные проекты.

Рабочей группой форума до конца года будет доработана резолюция «ПРО-НЕФТЬ 2015», которая станет ключевым инструментом продвижения озвученных на мероприятии идей и рекомендаций. ■



СПИКЕРЫ «ПРО-НЕФТЬ 2015»



Аслаханов Асламбек Ахмедович
Президент
Международная ассоциация
«Антиконтрафакт»



Гешеле Виктор Эвальдович
Глава администрации Кингисеппского района МО «Кингисеппский муниципальный район»



Лядов Антон Сергеевич
Заведующий сектором
«Химия нефти», к. х. н.
ИНХС РАН



Джалиашвили Арчил Джемалович
Директор по развитию и НИОКР
Индустриальный парк «Ямбург»



Золотухин Анатолий Борисович
Советник ректората, Научный
Директор, зав. кафедрой, д. т. н.
Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина



Сухонин Павел Николаевич
Член Экспертного совета
Комитета по природным ресурсам,
природопользованию и экологии
Государственной Думы РФ



Куличихин Валерий Григорьевич
Зав. лабораторией ИНХС РАН,
профессор факультета ФХИ
МГУ им. М. В. Ломоносова.,
член-корреспондент РАН, д. х. н.



Михайлов Александр Александрович
Заместитель директора
«Центр компьютерного
инжиниринга» СПбПУ



Елисеев Максим Сергеевич
Национальный эксперт
Центра международного
промышленного сотрудничества
ЮНИДО в Российской Федерации



Барабанов Валерий Георгиевич
Заместитель директора научно-исследовательского отделения «Химия органических соединений», д. х. н.
ФГУП РНЦ «Прикладная химия»



Амирханов Евгений Ильясевич
Генеральный директор
ООО «ЦДЭС»



НИЦ «Прогрессивные Решения»

Первый миллион тюменской нефти

Пятьдесят лет назад началась круглогодичная эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири

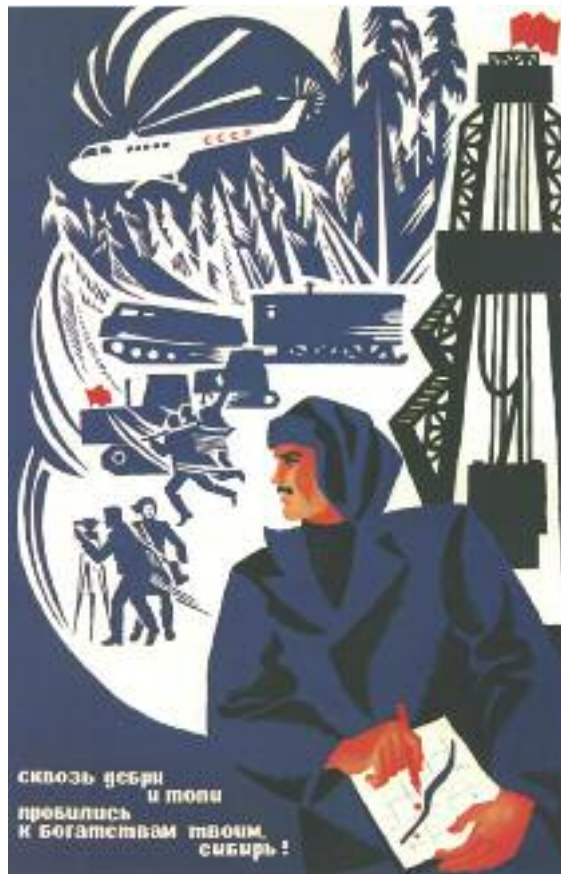
Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

История открытия и разработки крупнейшей в мире Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции наполнена многими яркими и славными страницами, повествующими о героическом труде геологов, нефтяников, газовиков и строителей. И особое место в ней занимает 1965 г., когда с вводом в строй магистрального нефтепровода Шаим – Тюмень началась круглогодичная эксплуатация нефтяных месторождений Тюменской области и наша страна получила первый миллион западносибирской нефти.

Западносибирский нефтяной гамбит

Начало второй половины XX века в нашей стране отмечено целым рядом важнейших событий в сфере геологоразведки углеводородного сырья. В сентябре 1953-го в Тюменской области, на Березовской опорной скважине, забил мощный газоводяной фонтан. Это придало импульс геологоразведочным работам в данном регионе. 25 сентября 1959 г. на Мульмынской структуре, на берегу таёжной речки Мульмки, вблизи посёлка Шаим, из скважины, пробуренной бригадой бурового мастера Семёна Урусова, с глубины 1405 м был получен первый нефтяной приток. Дебит оказался невелик, но главное заключалось в том, что нефть Западной Сибири наконец-то обрела своё реальное воплощение. А 21 июня 1960 г. скважина Р-6 на той же Мульмынской структуре мощным нефтяным фонтаном ознаменовала собой открытие крупного Шаимского месторождения, окончательно доказав блестящие нефтяные перспективы Западной Сибири.

В следующем году (1961) в полный голос заявили о себе ещё три крупных неф-



теносных района. 21 марта из разведочной скважины № 1 получен фонтан нефти с суточным дебитом 400 т. Скважину пробурила бригада мастера Григория Норкина из Нижнеуртовской партии Сургутской геологоразведочной экспедиции недалеко от села Мегиона. Новое месторождение получило название Мегионское. 15 октября на Мортмынской 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.

Следует отметить, что Мегионское и Усть-Балыкское месторождения доказали присутствие в Западной Сибири промышленной нефти не только в юрских, но и в широко распространённых меловых отложениях. А их существенная удалённость от Шаимского района убедительно свидетельствовала о региональном проявлении процессов нефтегазонакопления в мезозойских отложениях низменности и наличии в них нескольких самостоятельных, изолированных друг от друга нефтегазоносных этажей мощностью до 1000 и более метров. Эти многопластовые месторождения характеризовались значительными запасами и неглубоким залегающим продуктивных горизонтов, а также отличались большим вертикальным диапазоном промышленной нефтенасыщенности. При этом анализ

состава открытых нефтей показал, что они обладали высокими качественными характеристиками, высоким газовым фактором и благоприятным для нефтехимической промышленности составомпутных газов. Всё это свидетельствовало об открытии геологами богатейшей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Партийно-политическое руководство СССР в тот период осознало, что углеводородное сырьё стало доминирующим фактором для дальнейшего развития народного хозяйства. В постановлении Совмина СССР «О мерах по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири» от 19 мая 1962 г. отмечалось,

что уже имеются реальные предпосылки «для организации новой крупной базы нефтегазодобывающей промышленности на востоке страны».

Через полтора года постановление Совета Министров СССР от 4 декабря 1963 г. «Об организации подготовительных работ по промышленному освоению открытых нефтяных и газовых месторождений и о дальнейшем развитии геологоразведочных работ в Тюменской области» дало ещё один сильный импульс для создания Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. В преамбуле данного документа было сказано: «Совет Министров СССР отмечает, что за последние годы в результате проведённых геологоразведочных работ в Тюменской области открыто 18 газовых и 9 нефтяных месторождений. Эти работы подтвердили богатую нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности и возможность создания в этом районе крупнейшей нефтегазодобывающей базы страны».

Вторым пунктом постановления установлено: «Совету Министров РСФСР обеспечить: а) организацию в 1964–1965 гг. пробной эксплуатации открытых месторождений нефти и газа в Тюменской области и доведение на этих месторождениях добычи нефти в 1964 г. до 100 тыс. т, в 1965 г. не менее чем до 200 тыс. т, в 1970-м до 10 млн т и добычи газа в 1970 г. до 14 млрд м³; б) организацию в 1963 г. Тюменского производственного объединения нефтяной и газовой промышленности «Тюменнефтегаз» (местонахождение в г. Тюмени) с подчинением этого объединения Средне-Уральскому совнархозу».

А 18-й пункт гласил: «Госплану СССР, Совету народного хозяйства СССР, Совету Министров РСФСР, Государственному геологическому комитету СССР и Государственному производственному комитету по газовой промышленности СССР обеспечить выделение оборудования и материалов, необходимых объединению «Тюменнефтегаз», Тюменскому территориальному геологическому управлению и организациям Государственного производственного комитета по газовой промышленности СССР, для проведения работ по промышленному освоению нефтяных и газовых месторождений в Тюменской области, с учётом необходимости ежегодной поставки этого оборудования и материалов в первом полугодии для обеспечения завоза их в районы работ до окончания навигации».

В «Плане развития народного хозяйства РСФСР на 1964–1965 гг.» было отмечено: «Форсировать работы по созданию



В 1965 г. в Западной Сибири вели разведку на нефть и газ 118 буровых бригад

новых крупных нефтедобывающих и газодобывающих районов, имея в виду ускорение промышленного освоения открытых высокоперспективных нефтяных и газовых месторождений в Тюменской и Пермской областях».

В начале 1964 г. председатель Государственного комитета по нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР Николай Байбаков во главе группы ответственных работников посетил Тюменскую область с целью проверки хода реализации данного постановления. Вывод проверяющих оказался однозначным: несмотря на имеющиеся недостатки и трудности, есть все возможности для выполнения поставленных задач в сфере пробной эксплуатации открытых западносибирских месторождений нефти и природного газа.

После этого визита 30 января 1964 г. на основании постановления Совета народного хозяйства Средне-Уральского экономического района по объединению «Тюменнефтегаз» был подписан приказ об организации для эксплуатации Шаимской группы нефтяных месторождений первого в Сибири укрупнённого промысла «Шаимнефть» с базированием в посёлке Урае Ханты-Мансийского национального округа. Первым его руководителем стал Эдуард Журавлёв. А 6 апреля 1964 г. для планомерной промышленной разработки месторождений была образована Шаимская контора разведочного бурения № 3 треста

«Тюменнефтегазразведка». Возглавил её опытный буровик Авзалитдин Исянгулов.

Второго августа 1964 г. бригада мастера Григория Кузьмича Петрова приступила к бурению первой эксплуатационной скважины в Западной Сибири, на Трёхозёрной площади, в 15 км от будущего города. Несмотря на трудности, скважину пробурили за 26 дней при норме 32 дня. К концу года буровые бригады Шаимской конторы пробурили здесь 13 тыс. м горных пород.

Не подвели в 1964 г. и геологи, результаты их работы впечатляли. Коллектив Тюменского территориального геологического управления выполнил четыре годовых плана по приросту запасов нефти и природного газа, было открыто 19 нефтяных месторождений и 21 газовое. В области работали 50 поисково-геологических и сейсморазведочных партий, в том числе 21 партия глубокого и структурного бурения. Внедрение в практику геофизических работ методов речной сейсморазведки и сейсмозондирования позволило существенно повысить коэффициент успешности разведочного бурения. Если в 1959 г. удельный вес продуктивных скважин в общем числе пробуренных составлял только 15%, то через пять лет этот показатель достиг 47%. Советское правительство дало высокую оценку активной и плодотворной работе геологоразведчиков. В апреле 1964 г. большой группе советских учёных и геологов «За

обоснование перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности» присудили Ленинскую премию.

Заметен был и вклад тюменских нефтяников. Результаты их работы в 1964 г. в рамках пробной эксплуатации Трёхозёрного, Усть-Балыкского и Мегионского месторождений оправдали ожидания, страна впервые получила 209 тыс. т высококачественной западносибирской нефти. Именно столько успели перевезти речники на нефтеналивных судах за период короткой сибирской навигации. В ходе пробной эксплуатации удалось собрать достаточное количество материала для создания проектов освоения трёх месторождений, что позволило подготовить рабочие чертежи систем сбора нефти уже по постоянной схеме эксплуатации.

В ПРЕДВЕРИИ БОЛЬШОЙ НЕФТИ

После значимых достижений 1964 г. правительство страны и в следующем году ожидало дальнейшего роста добычи западносибирского «чёрного золота». Тем более что уже в начале 1965-го была сформирована мощная строительная организация, в задачу которой входило обустройство нефтяных и газовых месторождений в регионе. 6 февраля 1965 г. Председатель Совмина СССР Алексей Косыгин подписал распоряжение о создании в Тюмени хозрасчётного территориального Главного управления по строительству предприятий нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири «Главтюменнефтегазстрой». 16 февраля был издан соответствующий приказ начальника Государственного производственного комитета по газовой промышленности СССР. Начальником строительного главка назначили опытного руководителя Алексея Барсукова, главным инженером – Юрия Баталина, ранее возглавлявшего трест «Башнефтепромстрой». В состав главка вошли строительные управления из Тюмени, Сургута, Нефтеюганска, Урая, Нижневартовска, преобразованные в нефтегазостроительные тресты.

12 июня 1965 г. председатель Совета Министров СССР 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 в г. Тюмени) с непосредственным подчинением его Совету народно-

го 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 функционировавшего в области с января 1964 г. производственного объединения «Тюменнефтегаз». Потребовалось ещё время для подготовки и принятия постановления Совета Министров РСФСР, в соответствии с которым Средне-Уральский совнархоз был обязан передать вновь создаваемому «Главтюменнефтегазу» в ведение «производственное управление «Тюменнефтегаз» со всеми подчинёнными ему предприятиями и организациями.

Новой вехой в истории освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции стало открытие Самотлорского место-



Начальник «Главтюменнефтегаза» Виктор Муравленко (1912–1977 гг.)

рождения. 22 июня 1965 г. из разведочной скважины ударил фонтан небывалой мощности – более 1 тыс. т нефти в сутки. По разведанным запасам оно оказалось самым крупным в Советском Союзе и вошло в десятку крупнейших в мире.

В первых числах сентября 1965 г. начальником «Главтюменнефтегаза» был назначен талантливый организатор производства Виктор Муравленко, бывший начальник Управления нефтяной промышленности Средне-Волжского совнархоза. С командой своих единомышленников он сумел за короткое время добиться первых значимых достижений. По итогам 1965 г. произошло существенное улучшение основных технико-экономических показателей. Так, если в 1964 г. в Западной

Сибири работало 30 буровых бригад и проходка буровой бригады составляла 9,1 тыс. м, то в 1965 г. эти показатели были соответственно 118 бригад и 16,2 тыс. м. Одновременно снизилась себестоимость одного метра проходки – с 165,5 рубля в 1964 г. до 103,5 рубля в 1965 г. Существенно возросло число вводимых в эксплуатацию скважин. Если в 1964 г. их было всего 4, то в 1965 г. – уже 79. Кроме того, удалось снизить себестоимость добычи 1 т нефти с 13 рублей 83 копеек в 1964 г. до 11 рублей 45 копеек. И финальным аккордом 1965 г. стал первый миллион тонн добытой западносибирской нефти.

НА ТРАССЕ МУЖЕСТВА

Дальнейшее наращивание добычи нефти в Западной Сибири не могло быть осуществлено без соответствующего развития транспортной инфраструктуры. В 1964 г. пробная эксплуатация Трёхозёрного, Усть-Балыкского и Мегионского месторождений подчеркнула существующую проблему транспортировки добытой нефти на нефтеперерабатывающие заводы страны. Единственная водная транспортная магистраль – река Обь и впадающий в неё Иртыш – была судоходна достаточно короткий период, не более пяти месяцев в году. Поэтому руководство страны сделало выбор в пользу строительства системы трубопроводов, как наиболее экономичного и технически совершенного способа доставки значительных объёмов нефти.

Постановлением Совета Министров СССР от 4 декабря 1963 г. «Об организации подготовительных работ по промышленному освоению открытых нефтяных и газовых месторождений и о дальнейшем развитии геологоразведочных работ в Тюменской области» намечено строительство двух нефтепроводов: Шаим – Тюмень и Усть-Балык – Омск. Поэтому в структуре Государственного комитета газовой промышленности СССР была создана «Дирекция строящихся нефтепроводов Западной и Северо-Западной Сибири». В январе 1964 г. к практическому решению поставленной задачи в качестве генерального проектировщика привлекли Государственный институт по проектированию магистральных трубопроводов «Гипротрубопровод». В короткие сроки пришлось сформировать изыскательские партии, которые весной 1964 г. приступили к работе, пробиваясь через лесные дебри и труднопроходимые таёжные болота, форсируя многочисленные водные преграды.

Вскоре к работе над проектом подключились и специалисты Специального про-

ектно-изыскательного института «Гипроспецлес». Было принято совместное решение проводить камеральную обработку материалов не в лабораториях институтов, а в полевых условиях и выдавать чертежи строителям по ходу изысканий. И таким образом удалось сократить срок проектирования почти в три раза. Всего за пять месяцев осуществили камеральную обработку обширных полевых материалов и подготовили рабочие чертежи, по которым и развернулось строительство на всей трассе нефтепровода Шаим – Тюмень. Ввод первой сибирской нефтяной магистрали был запланирован на лето 1966 г.

С первых же дней сооружение нефтепровода в сложных природно-климатических условиях Западной Сибири поставило перед строителями весьма непростые инженерные и технологические задачи. В первый летний месяц 1964 г. к подготовительным работам по трассе нефтепровода с двух противоположных сторон приступили специалисты трестов «Татнефтепроводстрой» и «Союзпроводмеханизация». На их пути возникли многочисленные природные преграды: непроходимые таёжные буреломы, болота, мелкие реки и ручьи с обильными разливами. Первое отставание от графика вызвало тревогу у руководства области. Третьего июля внеочередное бюро Тюменского промышленного обкома КПСС приняло постановление «О мерах по оказанию помощи в строительстве объектов нефтяной промышленности в Тюменской области». Был создан оперативный штаб содействия нефтегазовому строительству под руководством авторитетного члена бюро обкома партии полковника Ивана Лобанова, начальника Управления Комитета государственной безопасности по Тюменской области.

Кроме того, в решении партийного органа было отмечено: «Принять к сведению сообщение заместителя председателя Газпрома СССР т. Боксермана Ю. И., что Комитетом принимаются конкретные меры по обеспечению строительства и ввода в эксплуатацию нефтепровода Шаим – Тюмень...» В сжатые сроки под руководством уполномоченного Газпрома Алексея Барсукова были разработаны организационно-технические мероприятия по преодолению отставания строительно-монтажных работ на трассе нефтепровода. И уже в первой декаде июля начались сварочные работы. Их вели специалисты треста «Союзсвармонтаж» (управляющий Лев Сергеев), которые ранее доказали свой высокий профессиональный уровень, прокладывая трансконтинентальную магистраль «Дружба». 18



На трассе строительства магистрального нефтепровода Шаим – Тюмень

июля сварили первый километр труб. Почётное право выполнить эту работу было предоставлено бригаде коммунистического труда, руководимой Владимиром Кузьминым.

Создание в августе 1964 г. специализированного треста «Тюменнефтегазстрой» (управляющий Виктор Козаков) в структуре нефтепромышленного объединения «Тюменнефтегаз» также стало необходимым условием для осуществления программы строительства нефтегазовых объектов.

Однако в сложный зимний период 1964–1965 гг. возникли объективные производственные проблемы на Трассе мужества (так образно назвали в народе все 410 км нефтепровода Шаим – Тюмень). Выступая в феврале 1965 г. на областной комсомольской конференции, слесарь строительно-монтажного управления № 13 Константин Платонов отметил: «Прокладывая трассу нефтепровода Шаим – Тюмень, строителям приходится работать в очень трудных условиях – при 45-градусном морозе, преодолевая бездорожье, леса и болота. Повсеместно проступает болотистая грязь, просачивается вода. Но строители не снижают производительности и не прекращают работы ни на один день... Учитывая большую потребность страны в тюменской нефти, строители взяли на себя обязательство сдать нефтепровод в 1965 г.»

Несмотря на возникшие трудности и суровые погодные условия, без остановок продолжалась работа строительных организаций Газпрома. 26 января 1965 г. состоялось внеочередное заседание бюро Тюменского областного комитета КПСС

под председательством первого секретаря Бориса Щербины, рассмотревшего вопрос о положении дел в нефтегазовой отрасли региона. Было принято постановление «О мерах по ускорению подготовки Шаимской группы нефтяных месторождений к промышленной эксплуатации и окончания строительства нефтепровода Шаим – Тюмень». В нём отмечалось: «Сложилась реальная возможность осуществить пуск нефтепровода Шаим – Тюмень не в 1966-м, а в 1965 году, ускорить подготовку Шаимской группы нефтяных месторождений к промышленной эксплуатации и перевыполнить план добычи нефти, намеченный на текущий год».

С того дня это стало «одной из главных задач областной партийной организации, всех трудящихся области». И строители первого сибирского нефтепровода на завершающем этапе трудились очень энергично. Ни суровый климат, ни нехватка людских и технических ресурсов уже не смогли помешать выполнению плановых заданий. Следует отметить, что создание в феврале 1965 г. головной территориальной организации «Главтюменнефтегазстрой» в структуре Газпрома СССР также стало важным условием для завершения строительства нефтепровода Шаим – Тюмень.

Решить ряд сложных производственных проблем помогли лётчики Тюменской авиагруппы. На завершающем этапе строительства нефтепровода участвовали опытные экипажи вертолётов Ми-1, Ми-4 и Ми-6. Впервые в истории отечественного трубопроводостроения по воздуху на трассу были доставлены 36-мет-



Памятная доска на месте нефтеналивной эстакады железнодорожной станции Тюмени

Первый эшелон с тюменской нефтью был отправлен 28 декабря 1965 г.

ровые плети. В итоге 102 км труб уложено благодаря авиаторам.

Третьего ноября 1965 г. произошло знаковое событие: в 13 час. 45 мин. началась первая закачка нефти в головную часть нефтепровода Шаим – Тюмень. Областная газета «Тюменская правда» сообщила, что право открыть задвижку было предоставлено ударникам производства: бригадиру слесарей-монтажников СУ-13 Якову Полторацкому, начальнику колонны строительного управления № 7 Ильсуре Шайхутдинову, старшему оператору по добыче нефти НПУ «Шаим-нефть» Замилу Галимову, экскаваторщику СМУ-3 Якову Мякину.

Наконец, 21 декабря 1965 г. западносибирская нефть достигла нефтеналивной станции в областной столице – Тюмени, где её на подъездных путях уже ждали железнодорожные цистерны. На митинге, посвящённом этому событию, первый секретарь обкома партии Борис Щербина подчеркнул: «Шаимская нефть, пройдя более чем 400-километровую трассу, достигла своего финиша – Транссибирской железнодорожной магистрали. Отныне началась круглогодичная эксплуатация первых нефтяных месторождений области. “Чёрному золоту” Тюмени выписана путёвка в большую жизнь».

От многотысячного коллектива строителей нефтепровода (как было положено в те времена) руководству страны, министерства и области доложил бригадир слесарей-монтажников Яков Полторацкий: «Первый в Западной Сибири нефтепровод Шаим – Тюмень введён в эксплуатацию. Позади – трудный, многоки-



лометровый путь по тайге и болотам, через ручьи и реки. Мы гордимся тем, что нам выпала высокая честь участвовать в этой замечательной стройке».

Через неделю, в воскресенье 28 декабря 1965 г., в Тюмени у эстакады нефтеналивной станции произошло ещё одно событие, репортаж о котором областная газета звучно озаглавила «Счастливого пути, нефть Шаима!». Перед готовым к отправке в путь тепловозом была протянута красная лента. А на нефтяных цистернах

получила первый миллион западносибирской нефти. И уже через три месяца, в апреле 1966 г., XXIII съезд КПСС в своём решении постановил: «Создать крупный народнохозяйственный комплекс на территории Западной Сибири, на базе вновь открытых месторождений нефти и газа».

Для нефтяников Тюмени определён новый рубеж: за пять лет довести добычу до 20–25 млн т нефти и до 30 млрд м³ газа. Для этого требовалось пробурить свыше 3 млн м горных пород, построить 1200 эксплуатационных и 311 нагнетательных скважин, проложить 1600 км трубопроводов. И следует подчеркнуть, что трудовой коллектив «Главтюменнефтегаза» не только справился с этим правительственным заданием, но и перевыполнил его. За период 8-й пятилетки в Тюменской области в разработку были введены десять крупных месторождений. В 1970 г. в СССР добыли 353 млн т нефти, в том числе 31,4 млн т в Западной Сибири. Благодаря этому Советский Союз вышел на второе место по объёмам нефтедобычи в мире и на первое – по ежегодным темпам прироста.

В 1965–1970 гг. в СССР производство нефти ежегодно приращивалось на 21 млн т, а в 1971–1975 гг. – на 27,6 млн т. Максимальный объём добычи «чёрного золота» был достигнут в 1988 г. – 624 млн т, из них западносибирское сырьё составило 408,6 млн т. Таким образом, в короткие исторические сроки в Западной Сибири был создан крупнейший топливно-энергетический комплекс, ставший надёжной основой дальнейшего экономического развития страны. ■



Памятный жетон «50 лет промышленной добычи нефти в Западной Сибири»

написаны от руки тёплые пожелания и прикреплен плакат «Принимай Родина, тюменскую нефть!». Под аплодисменты всех присутствующих Борис Щербина перерезал ленту и ровно в полдень эшелон с 1980 т нефти отправился на Москву.

В 1965 г. благодаря самоотверженному труду нефтяников Тюмени наша страна



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 ЕРС-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



2016–2017
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ВЫСТАВКИ И
КОНФЕРЕНЦИИ

9 стран
13 мероприятий



ITE Oil&Gas

Connecting
your business
to the world

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL & GAS
23-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
1–4 июня 2016 | Баку



ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM
24–25 мая 2016 | Лондон

ЕГИПЕТ

**GLOBAL OIL & GAS MIDDLE EAST AND
NORTH AFRICA**
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ
БЛИЖНЕГО ВОСТОКА И СЕВЕРНОЙ
АФРИКИ»
27–29 января 2016 | Каир

КАЗАХСТАН

KIUGE
24-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
4–7 октября 2016 | Алматы



GLOBAL OIL & GAS MANGYSTAU
10-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,
ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
8–10 ноября 2016 | Актау

МЬЯНМА

GLOBAL OIL & GAS MYANMAR
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
май 2016 | Янгон

РОССИЯ

6-й ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
(выставка и конгрессная программа)
октябрь 2016 | Санкт-Петербург

RPGC

13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
2016 | Москва

MIUGE

14-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ»
2017 | Москва



ТУРКМЕНИСТАН

OGT
21-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
15–17 ноября 2016 | Ашхабад

TGC

7-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
19–20 мая 2016 | Туркменбаши

ТУРЦИЯ

GLOBAL OIL & GAS TURKEY
15-я ТУРЕЦКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ»
16–17 мая 2016 | Стамбул

УЗБЕКИСТАН

OGU
20-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
18–20 мая 2016 | Ташкент

