

СПЕЦВЫПУСК
АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБОЗРЕНИЕ

ВЕКТОР



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

НОЯБРЬ '17
№22 (419)

ТЕМА НОМЕРА
НАЛОГИ И ОТРАСЛЬ

Виталий Бушуев:
**НАСТУПАЕТ ЭПОХА
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

Стр.4

ЗАГАДКА ДОРОГОГО БЕНЗИНА

Что движет ценами
на моторное топливо в России?

Стр.32

Новый Toyota Land Cruiser Prado СИЛА ДАЁТСЯ ДОСТОЙНЫМ



TOYOTA

СТРЕМИТЬСЯ
К ЛУЧШЕМУ



Реклама



Концептуально новый дизайн интерьера 8" цветной дисплей с функцией «Вид сквозь капот»

Новый Toyota Land Cruiser Prado не создаёт впечатление, он впечатляет. Концептуально новый интерьер, цветной многофункциональный дисплей 8" и полный зимний пакет. Toyota Land Cruiser Prado – это сочетание абсолютной силы и максимального комфорта.

TOYOTA
ЗИМНИЙ
КОМФОРТ



TOYOTA
SAFETY SENSE
ТЕХНОЛОГИИ ВАШЕЙ
БЕЗОПАСНОСТИ



Комплектация изображенного автомобиля может отличаться от доступной на территории РФ.



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

СПЕЦВЫПУСК

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБЗРЕНИЕ

ВЕКТОР

Ноябрь 2017
№ 22 (419)



В номере:

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- 4 Виталий Бушуев:
Без фантазии
будем сидеть в болоте
- 11 События и факты
- 12 Стратегические приоритеты
А. Окорочкова
Н. Корнюхин

АКТУАЛЬНАЯ ТЕМА НАЛОГИ И ОТРАСЛЬ

- 20 Акциз, как удавка
В. Соловкин
- 26 Формула с подвохом
В. Ермаков
Д. Кирова



АКТУАЛЬНАЯ ТЕМА
**НАЛОГИ
И ОТРАСЛЬ**

18

16+

32 Загадка дорогого бензина

Д. Борисов
Д. Дзюба

38 Как снизить налоговые риски?

А. Конова
О. Жукова

42 Хорошо забытое старое

П. Кондуков

АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

50 Пульс транспортных артерий

Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

59 Alter ego России

А. Окорочкова
Н. Корнюхин

64 Локомотив сланцевой добычи

А. Маланичев



Топливный цугцванг?

80

С. Смирнов

В МИРЕ

68 Интрига будущего года

О. Виноградова

72 Сжиженный газ Казахстана

Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

КОМПАНИИ И РЫНКИ

83 Мини-НПЗ: тварь дрожащая или право имею?

А. Былкин
А. Львова

Редакционный совет

Кирилл Молодцов
(председатель)
Ольга Голант
(заместитель председателя)
Александр Клевлин
(ответственный секретарь)
Вадим Горяинов
Сергей Жданов
Ирина Кезик
Андрей Конопляник
Алексей Конторович
Елена Корзун
Сергей Яценя

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор

Александр Клевлин
klevlin@ngv.ru

Заместитель гендиректора

Илья Быков
bykov@ngv.ru

Директор по рекламе

Елена Маринич
marinich@ngv.ru

Редакция

Главный редактор
Ирина Кезик

Зам. главного редактора
Андрей Мещерин
andrey@ngv.ru

Валерий Андрианов
andrianov@ngv.ru

Выпускающий редактор

Ирина Сизова
ira@ngv.ru

Редактор отдела
«Международные рынки»

Ольга Виноградова
olgav@ngv.ru

Редактор отдела
«Производство и технологии»

Виктор Прусаков
vrusakov@ngv.ru

Отдел спецпроектов

Владимир Царев
tsvn@ngv.ru

Отдел рекламы

Вера Зернова
zernova@ngv.ru

Отдел подписки

Наталья Шитова
rodписка@ngv.ru

Геннадий Белоусов

Дизайн и верстка
Издательство «АдамантЪ»

Вебсайт www.ngv.ru
Дмитрий Ананьев
adg@ngv.ru

Татьяна Бойцова
btk@ngv.ru

Системный администратор

Евгений Белов
evgeny@ngv.ru

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати

Регистрационное свидетельство
№ 016629

Заявленный тираж
15 000 экземпляров

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

При перепечатке материалов
ссылка на журнал «Нефтегазовая
Вертикаль» обязательна

Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571

Объединенный каталог
«Пресса России» том 145380

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

Фактический адрес
Пресненская наб., дом 10
Комплекс «Башня на Набережной»,
Блок С, этаж 47

Тел./факс: +7 (495) 510-57-24
+7 (499) 750-00-70

Электронная почта: info@ngv.ru

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

Представитель в Азербайджане
(г. Баку)
Владимир Мишин
mishin1306@mail.ru
Тел./факс: (99412) 465-9432

Цена свободная
© «Нефтегазовая Вертикаль»

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Модульные установки газоподготовки:
внимание к деталям – от идеи до воплощения**



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМІРОВАНИЕ



Виталий Бушуев:

Без фантазии будем сидеть в болоте

Постоянные изменения на глобальном нефтегазовом рынке, неустойчивая динамика цен на углеводородное сырье не отменяют необходимости долгосрочного планирования развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Но из каких предпосылок должно исходить такое планирование? Надо ли ставить перед собой только реальные задачи, достижение которых возможно в обозримой перспективе? Или следует заглядывать в послезавтрашний день, ориентироваться на прорывные технологии и новые методы организации производства? На эти и другие темы в интервью «Нефтегазовой Вертикали» рассуждает генеральный директор Института энергетической стратегии, профессор Виталий Васильевич БУШУЕВ.

НГВ: Виталий Васильевич, вы уделяете много внимания долгосрочному прогнозированию мировой энергетики. Какие основные факторы, на ваш взгляд, будут формировать облик глобального ТЭК в период до 2050 года?

В. Бушуев: Прежде всего, надо определиться, что мы считаем энергетикой. В наш век одним из важнейших элементов энергетических систем становится информация. А завтра столь же важную роль будут играть психологические и мыслительные (интеллектуальные) факторы. Поэтому под энергетикой, в широком смысле этого слова, надо понимать все процессы, которые так или иначе связаны с развитием, движением жизни. Это и физические процессы, традиционные для индустриального уклада, и информационные процессы, которые свойственны для уже наступающего неиндустриального (или, как говорят, постиндустриального) общества.

Надо определиться, что мы считаем энергетикой. В наш век одним из важнейших элементов энергетических систем становится информация

Нельзя сегодня замыкаться только в рамках традиционной энергетики – нефть, газ, уголь и т. д. Энергетика завтрашнего дня – не столько физическая, сколько энергоинформационная, интеллектуальная система.

Если же рассматривать ТЭК исключительно в рамках уже сложившейся парадигмы, то вопрос достаточно тривиален. В ближайшие 50 лет углеводородам замены не будет. Ни термоядерный синтез, ни солнечная и ветровая генерация, ни какие-то экзотические новые источники (топливные элементы, газогидраты, приливные станции и т. п.) не смогут занять в энергетическом балансе мира достойную нишу (хотя бы 20–30%).

Но, конечно, серьезные подвижки даже в рамках этой традиционной парадигмы неизбежны.

НГВ: В чем они будут заключаться?

В. Бушуев: Прежде всего, в опережающем росте производства электроэнергии, которая является основным конечным продуктом энергетики. Она заменит в быту тепловую генерацию и газ, в транспортном секторе – моторное топливо (за счет внедрения электромобилей). Поэтому глобальный спрос на электроэнергию к середине века увеличится примерно вдвое, в то время как спрос на первичные энергоресурсы – всего на 20–30%.

При этом в секторе электроэнергетики будут происходить не только количественные, но и качественные изменения. Будет трансформироваться структура спроса на нее. Она станет все шире использоваться не только на производстве (грубо говоря, для вращения деталей станков), но и в социально-бытовой сфере. К примеру, сегодня в медицине все более активно применяются электрофизические приборы.

Да и в промышленности появляется новое поколение механизмов, требующих большого количества электроэнергии: импульсные, высокочастотные станки и т. д.

Соответственно, встает задача изменения и самой электроэнергетики. Сегодня мы по-прежнему используем трехфазные линии переменного тока, созданные еще в конце XIX века Михаилом Осиповичем Доливо-Добровольским. Но ведь потребительский сектор в основном работает на постоянном токе. Возникает вопрос: а надо ли нам производить электроэнергию в одном месте, превращать ее в трехфазный переменный ток, потом передавать ее потребителю и снова превращать в постоянный ток?

НГВ: Вы сказали, что эпоха углеводородов продлится еще как минимум 50 лет. Но достаточно ли на планете запасов нефти и газа для обеспечения растущего спроса на энергоресурсы?

В. Бушуев: На мой взгляд, биогенная теория происхождения углеводородов, согласно которой нефть является продуктом гниения биологической массы, устарела. Сегодня превалирует физическая теория, объясняющая генерацию углеводородов глубинными физическими процессами. Поэтому нефть и газ – это тоже возобновляемые источники, их образование продолжается...

Кроме того, все более важную роль будут играть нетрадиционные ресурсы углеводородов. Это и газогидраты, и матричная нефть, и масса других нетрадиционных источников. Поэтому не стоит бояться того, что нефть и газ когда-то кончатся.

НГВ: Но ведь важно не только наличие этих ресурсов в недрах, но и возможность их рентабельного извлечения. Вполне возможно, что добыча упомянутых вами категорий запасов окажется невозможной с экономической точки зрения...

В. Бушуев: Для того чтобы решить эту проблему, необходимо изменить подход к освоению полезных ископаемых. Как правило, они залегают не «поодиночке», а в виде комплексных систем: газ и нефть, газ и гелий, уголь и редкоземельные металлы и т. д. А мы пытаемся вытащить из всего этого многообразия только один какой-то привычный для нас традиционный ресурс и его использовать.

Энергетика завтрашнего дня – не столько физическая, сколько энергоинформационная, интеллектуальная система

К примеру, мы делали технико-экономическое обоснование развития Канско-Ачинского угольного бассейна (КАТЭК). Если концентрироваться только на добыче угля, то проект экономически нерентабелен. Но если рассматривать уголь как комплексный ресурс, в котором содержится редкоземельные металлы и другие ценные элементы, то проект имеет блестящие перспективы.

Главная беда заключается в том, что мы привыкли работать по отраслевому принципу. Если компания угольная, то ее ничего кроме угля не волнует. Сколько раз мы пытались уговаривать: ребята, организуйте извлечение редкоземельных материалов из отходов угольного производства – будете в золоте купаться. «Нет, – отвечаю нам. – Это слишком сложно и непривычно». То есть действует чисто психологический фактор. Аналогичные примеры можно найти и в нефтегазовом комплексе.

Глобальный спрос на электроэнергию к середине века увеличится примерно вдвое, в то время как спрос на первичные энергоресурсы – всего на 20–30%

НГВ: Для того чтобы решить подобные проблемы и создать энергетику будущего, наверное, необходимо поднять уровень анализа и прогнозирования в ТЭК на принципиально новый уровень. Есть ли необходимость в создании некоего национального «интеллектуального штаба», например, под эгидой Академии наук или Минэнерго?

В. Бушуев: Я за последние 25 лет поработал и в Академии наук, и в министерстве. Пришел к выводу, что никакой «штаб» не в состоянии выработать долгосрочную стратегию развития энергетики в широком смысле этого слова. Почему? Потому что все специалисты, которых вы соберете туда, воспитаны на отраслевом подходе. Если человек – нефтяник, то хоть кол ему на голове теши, он будет все сводить к нефти. Взглянуть чуть шире он не способен.

У меня мало надежд и на Российскую академию наук. Несколькими годами назад меня пригласил к себе тогдашний президент РАН Владимир Евгеньевич Фортов и попросил: посмотри, что у нас делается в академических институтах, как можно использовать их наработки в энергетике. Спустя два года я пришел к Фортovu и доложил: никак. Вы не сможете научить мыслить по-новому человека, который всю жизнь посвятил, условно говоря, расчету зависимости КПД от какого-то одного параметра. Он не в состоянии посмотреть на вещи шире.

Поэтому требуются специалисты нового поколения. Но их невозможно вырастить в отдельном институте или организации. Даже если вы соберете под одной крышей самых гениальных молодых людей, из них через пять минут получится традиционная научная школа под руководством своего «гуру». И они будут повторять то, что им сказал начальник.

Нужна, как модно сейчас говорить, сетевая структура научного сообщества, которая должна сформировать целевое видение нового облика энергетики. Это позволит учесть различные мнения и избежать подхода «кто начальник, тот и прав». А сформулировать задачу для этого сетевого научного сообщества обязано государство.

НГВ: Почему именно государство, а не бизнес? В конце концов, в последние годы главным возмутителем спокойствия в глобальной энергетике является бизнесмен Илон Маск, а не какие-то государственные институты... Может быть, и нам следует отказаться от ключевой роли государства в ТЭК?

В. Бушуев: Бизнес и государство – взаимосвязанные системы. И говорить отдайте все либо государству, либо бизнесу неправильно. Должно быть сочетание интересов того и другого.

Рынок хорошо отрабатывает флуктуации, то есть небольшие отклонения от какой-то сложившейся парадигмы. Но он никогда не даст вам каких-то сногшибательных новых решений. Тот же Маск, по сути, ничего нового не сделал. Да, он привлек общественное внимание к проблемам новой энергетики. Но, по моему мнению, это не настоящий бизнес. В обозримом будущем он не принесет прибыли. Скорее, это реализация каких-то личностных интересов и устремлений отдельно взятого бизнесмена. То есть это исключение, а не правило...

Только государство может формулировать перспективы развития общества и энергетики на длительную перспективу. Бизнес дальше чем на 15–20 лет вперед не заглядывает.

Обратите внимание – на недавнем съезде ЦК Компартии Китая была принята программа до 2050 года! Разве способен бизнес подготовить такую долгосрочную программу? Китай, сохранивший целевое государственное планирование и в то же время использующий рыночные инструменты для достижения поставленных целей, – это очень хороший пример для подражания.

У нас же государство уже давно не формулирует долгосрочные задачи, поэтому мы все больше и больше отстаем. Пропали сланцевую революцию, развитие интеллектуальных сетей, блокчейна и т. д. В лучшем случае мы видим что-то на Западе и пытаемся перенести это на российскую почву. А нужно прорываться вперед, стремиться стать лидером в различных сферах новой экономики.

Все более важную роль будут играть нетрадиционные ресурсы углеводородов. Это и газогидраты, и матричная нефть, и масса других нетрадиционных источников

К примеру, я еще пять-семь лет назад, когда решался вопрос о модернизации «АвтоВАЗа», предлагал сразу наладить там массовое производство отечественных электромобилей. Но побоялись. Мол, неизвестно, будут ли пользоваться электромобили спросом. В результате начали выпуск традиционных автомобилей. И что? «АвтоВАЗ» сравнялся сегодня с мировыми автогигантами? Нет, конечно. Догоняющий путь развития никогда никого не выводил в лидеры.

Кстати, те же китайцы быстро это поняли. И они от иностранных «догоняющих» технологий переходят на собственные, прорывные. Уже поставлена цель: к 2025 году 20% всех автомобилей будут иметь электрические двигатели. Это решение не бизнеса, а именно государства. И не сомневаюсь, что оно будет выполнено.

НГВ: *Вы являлись одним из разработчиков проекта Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года (ЭС-2035). Какова, на ваш взгляд, должна быть роль этого документа в процессе управления и регулирования отечественной энергетикой в целом и нефтегазового комплекса в частности?*

В. Бушуев: Задача этого документа – сформулировать реальные цели развития ТЭК, не выходя за рамки классического представления об организации бизнеса и о технологиях. Поскольку временные рамки стратегии ограничены 2035 годом, в ней невозможно отразить технологии послезавтрашнего дня.

Нужна сетевая структура научного сообщества, которая должна сформировать целевое видение нового облика энергетики

Получается замкнутый круг. Если до 2035 года мы не успеем внедрить новые прорывные технологии, то и упоминать о них в ЭС-2035 не надо. А если они не упоминаются в документе, то можно не заботиться об их разработке и внедрении. А зачем тогда нужна стратегия? Только чтобы считать балансы и прогнозировать уровни добычи нефти и газа?

НГВ: *Почему так долго не могут принять обновленный вариант ЭС-2035? Имеются какие-то тактические расхождения между заинтересованными сторонами или документу пытаются придать новое стратегическое наполнение?*

В. Бушуев: От стратегического наполнения этого документа уже давно все отказались. Более того, чиновники выхолостили проект, подготовленный разработчиками.

Над проектом ЭС-2035 работали около 50 экспертов примерно из 20 организаций. У каждого из них было свое мнение, но в итоге нам удалось выработать согласованный документ. На мой взгляд, в случае принятия он мог бы задать четкие ориентиры для развития ТЭК и повседневной деятельности компаний отрасли.

Проект был сдан министерству в августе 2015 года. После этого чиновники вооружились ножницами и вырезали из него всю суть, оставив несколько тривиальных лозунгов. Я отказался подписывать такой документ. Видимо, он не вызвал особого энтузиазма и в правительстве, и его положили под сукно.

Нам, разработчикам ЭС-2035, стало обидно, и мы в 2016 году выпустили монографию «Энергетика России:

постстратегический взгляд на 50 лет вперед», где содержатся кое-какие долгосрочные прогнозы. Например, оценка перспектив газогидратной революции. По моему мнению, она окажет на мировой рынок еще более сильное влияние, чем сланцевая.

Мы старались не приводить в этой работе никаких цифр, а только обозначали направления развития энергетики. Некоторые читатели заявили: это фантазии. Но без фантазии вы будете сидеть в своем болоте до конца дней. Правда, пока не понятно, как соединить фантазии с прагматизмом, необходимым для решения текущих вопросов.

НГВ: *Но ведь задержка с принятием ЭС-2035 связана и с объективными внешними факторами? Ведь сейчас ситуация и в отечественной экономике, и в глобальной энергетике весьма неопределенная...*

В. Бушуев: Действительно, согласно принятому в 2014 году Закону «О стратегическом планировании в РФ», сначала необходимо сформировать целевое видение развития страны, потом – ее экономики, и лишь затем можно разрабатывать отраслевые планы и стратегии. Но ни первого, ни второго пока нет. Поэтому некоторые говорят: какой смысл принимать Энергетическую стратегию, если не определена стратегическая задача развития страны?

Но ведь энергетика и экономика, а также энергетика и геополитика – это системы с обратными связями. И что здесь первично, а что вторично – сказать невозможно. Энергетика так же влияет на экономику, как экономика на энергетику. Поэтому с чего начинать, по большому счету, без разницы.

НГВ: *Какие основные развилки и дилеммы, на ваш взгляд, стоят сегодня перед российским нефтегазовым комплексом? И какие угрозы – как внутренние, так и внешние – представляют наибольшую опасность?*

В. Бушуев: Первая, самая главная развилка, – закончится ли доминирование нефти на мировом углеводородном рынке или нефтяной век будет еще долго продолжаться? Очевидно, что нефтяной бизнес сворачивается. Когда он закончится, в 2030-х или 2050-х годах, – пока не ясно, но тенденция налицо. В первую очередь это произойдет за счет появления электромобилей.

А если потребление горючего будет сокращаться, то возникнет вопрос, надо ли добывать столько нефти. Обратите внимание, как легко Саудовская Аравия пошла на снижение производства сырья. Потому что она понимает, что увеличивать добычу нет никакого смысла.

Такой сценарий был бы приемлем где-то в начале 2000-х годов, когда стремительно рос спрос на нефть со стороны Китая. Помнится, Михаил Ходорковский сделал тогда эпатажное заявление: мол, я выкачаю из недр за 15 лет все запасы ЮКОСа и продам их, потому что потом они уже будут никому не нужны. Конечно, он перегибал палку, но в целом мысль была совершенно правильной.

Но сегодня подобный подход уже невозможен, поскольку спрос на нефть не растет прежними темпами. Конечно, если предположить, что Россия станет един-

ственным поставщиком нефти на рынок КНР, то нам следует увеличивать добычу как минимум до 550, а то и до 700 млн тонн в год. Но ведь это невозможно! Конкуренция за китайских потребителей – огромная! Иран, Саудовская Аравия, Венесуэла, Ангола не уступят нам свою нишу. Появление новых крупных потребителей в других регионах также нереально. Поэтому для России опасна ориентация на наращивание объемов нефтедобычи и экспорта.

Многие нефтедобывающие страны уже осознали эту новую реальность. Та же Саудовская Аравия теперь не реинвестирует нефтяные доходы в развитие отрасли, а направляет их на строительство атомных электростанций. Там планируется производить электроэнергию, с помощью которой будет производиться электролиз морской воды. Тем самым саудиты намерены обеспечить водными ресурсами свою засушливую страну. Россия же пока никак не может использовать нефтедоллары для решения новых экономических задач.

НГВ: Как Парижское климатическое соглашение может повлиять на баланс спроса и предложения на энергоресурсы? Способна ли его реализация привести к снижению потребления углеводородного сырья и сократить эру нефти?

В. Бушуев: Верим мы или не верим в глобальное потепление, нравится нам или не нравится Парижское соглашение, – но мир уже работает по его нормам. И нам тоже придется внедрять новые технологии для сокращения вредных выбросов.

Но, на мой взгляд, выбросы – это дело десятое. Это очередная придумка – как в свое время с разрушением озонового слоя. Тогда оказалось, что громкая общественная кампания была нужна только для того, чтобы протолкнуть на рынок новые химические элементы вместо фреонов. То же самое и с CO₂.

Вместе с тем я считаю, что Парижское соглашение подталкивает нас к комплексному использованию природных ресурсов. Ведь можно научиться применять углекислый газ для производства биомассы, для выработки электроэнергии. Это могло бы стать одной из основ энергетики завтрашнего дня. А если же сводить это соглашение только к ограничению сжигания нефтяного топлива, то его лучше отправить в мусорную корзину.

НГВ: Может быть, в условиях стагнации мирового спроса на нефть имеет смысл развивать нефтехимию внутри страны?

В. Бушуев: Никакая нефтехимия по объему спроса не заменит транспортный сектор. В лучшем случае ее доля в потреблении нефти может достигнуть 15–20%.

К тому же наращивание производства нефтехимических продуктов внутри страны – это палка о двух концах. Давайте опять-таки заглянем чуть дальше завтрашнего дня. Как мы будем решать проблему утилизации использованных продуктов нефтехимии? Никто сегодня не думает об этом. Между тем загрязнение почв и вод пластиками не менее опасно, чем эмиссия углекислого газа.

НГВ: А каковы перспективы газовой отрасли?

В. Бушуев: Они лучше. Газ будет весьма востребован по меньшей мере в ближайшие 50 лет. Он является очень удобным источником для производства электроэнергии – и на больших станциях, и особенно на малых. Кстати говоря, малая децентрализованная энергетика стала развиваться только тогда, когда появились большие объемы газа. На угле вы малую станцию не постройте.

Только государство может формулировать перспективы развития общества и энергетики на длительную перспективу. Бизнес дальше чем на 15–20 лет вперед не заглядывает

Но здесь стоит задача не столько увеличения добычи традиционного газа, сколько рационального использования нетрадиционных газовых источников. К примеру, у нас есть огромное количество низконапорного газа, с которым не знают что делать. Была идея построить в Западной Сибири несколько мелких электростанций на компримированном газе, чтобы избавиться от необходимости передавать электроэнергию на тысячи километров. Но она так и не была реализована.

То же самое касается попутного нефтяного газа, который можно перерабатывать на ГПЗ или сжигать на электростанциях.

Но, к сожалению, здесь действует все тот же отраслевой принцип. Так, «Газпром» создал дочернее предприятие «Газпром энерго» для реализации энергетических проектов. Но оно почему-то предпочитает использовать для выработки электроэнергии традиционный газ, а не низконапорный и не попутный.

НГВ: Сегодня одна из самых актуальных задач отечественного НГК – техническое перевооружение, внедрение передовых технологий и оборудования. Какие направления технического прогресса в этой связи вы считаете наиболее важными?

В. Бушуев: В нефтегазовой отрасли наиболее востребованы технологии, связанные с повышением эффективности недропользования. Коэффициент извлечения нефти у нас сегодня составляет всего 26–28%. Это полное безобразие – огромное количество ресурсов остается в земле. Я уже не говорю о том, что мы должны извлекать из недр не только нефть, но и сопутствующие ей продукты.

Второе – это принципиально новые технологии нефтепереработки. В Советском Союзе были серьезные научные наработки в области катализа, органической химии, биоэнергетики, но никто ими не пользуется. Между тем биоэнергетика – это мощное направление перспек-



тивного развития всех углеводородных процессов. Хорошо, что мы начали с помощью биохимических методов бороться с нефтяными разливами, но их использование для получения из нефти конечного продукта – это задача завтрашнего дня, которой пока никто не занимается.

Поскольку временные рамки Энергетической стратегии ограничены 2035 годом, в ней невозможно отразить технологии послезавтрашнего дня

Актуальное направление – совершенствование систем транспортировки энергоресурсов. К примеру, почему мы заикнулись на технологиях сжижения газа и не рассматриваем возможность его поставок в виде газогидратов? Ведь в этом случае можно было бы совместить транспортировку «сухого льда» и воды, а именно вода будет завтра являться одним из самых ценных ресурсов.

Возможно, в каких-то точках целесообразно получать из газа не СПГ или «сухой лед», а... водород. Так, Япония уже имеет опыт использования водорода в транспортном секторе и промышленности. Но чтобы реализовать подобные проекты, надо еще раз подчеркнуть, отказаться от узкого отраслевого подхода.

Еще одна важная технология (возможно, напрямую не касающаяся нефтегазового комплекса) – это совершенствование накопителей энергии. Ведь сегодня в нефтяном бизнесе бал правят не производители и не потребители

ресурсов, а те, кто обладает возможностью резервировать нефть, владеет хранилищами. Когда цена низкая, они скупают сырье, когда высокая – продают. Развитие технологий хранения электроэнергии может привести к существенным изменениям на глобальном энергетическом рынке.

Важно совершенствовать технологии не только добычи и транспортировки энергоресурсов, но и торговли ими. К примеру, в нефтяной отрасли уже давно применяются своповые сделки, позволяющие реализовывать сырье в любой точке мира без физических поставок. Но надо идти дальше и развивать комплексные своповые сделки, позволяющие «обменивать» нефть на газ, электроэнергию и т. д. В свое время предлагалась интересная идея по развитию свопа в российской электроэнергетике. Ее реализация позволила бы, к примеру, покупать в Москве электроэнергию, выработанную в Красноярске, не обязательно передавая ее по проводам. Но почему-то эта идея у нас не пошла...

НГВ: Появление новых технологий потребует и новых подходов к подготовке специалистов нефтегазового комплекса.

В. Бушуев: Безусловно. Сегодня все – от ректоров до студентов – понимают, что кадры надо готовить по-новому. Современные специалисты должны не только глубоко знать конкретные технологии добычи или переработки нефти, но и очень хорошо ориентироваться в информационной среде. Ведь наступает эпоха интеллектуальной энергетики. Интеллектуальные модели сейчас начинают широко применяться и в добыче, и в транспорте нефти.

К сожалению, общего представления, чему и как учить подрастающее поколение, у нас нет. Мне недавно прислали на стажировку студента второго курса РГУ нефти и газа им. Губкина, и я поразился: он пишет статьи по интеллек-

туальным системам развития нефтегазового комплекса и сыплет терминами, которых я не знаю. Для него же это само собой разумеющиеся понятия. А мы пытаемся учить это поколение по традиционной схеме...

НГВ: *Недавно вышла в свет монография «Евразийская энергетическая цивилизация», подготовленная при вашем активном участии. В ходе обсуждения этой книги пришлось услышать и мнение о том, что никакой евразийской цивилизации на самом деле не существует. Каковы ваши аргументы в пользу того, что будущее энергетики можно рассматривать именно через призму евразийского подхода?*

В. Бушуев: Евразийская энергетика обладает тремя принципиальными чертами, отличающими ее от энергетики других регионов мира.

Во-первых, в этом регионе есть масса энергетических ресурсов, в том числе углеводородов. А также сконцентрирован огромный спрос. Поэтому вместо глобализации во всемирном масштабе и перевозки каких-то ресурсов из Америки, Африки или Австралии надо научиться интегрировать интересы производителей и потребителей на евразийском пространстве. Грубо говоря, России и Центральной Азии, с одной стороны, и Китая – с другой.

Пока мы это не очень умеем делать. Мы работаем по принципу: один продавец – один покупатель. Необходимо уйти от этого противопоставления, выработать некую совместную энергетическую евразийскую политику, ориентированную на получение конечного энергетического продукта.

В частности, следует обсудить возможности обмена активами, чтобы поставщики энергоресурсов были заинтересованы в получении конечного результата, а потребители – в развитии добывающих отраслей. Это позволило бы превратить евразийскую энергетику в одну общую связанную систему.

Во-вторых, ни одна территория мира не обладает такими пространствами. Сделать их такими же энергонасыщенными, как в Европе, – невозможно. Поэтому здесь нужна совершенно другая транспортная инфраструктура. Это должны «оазисы производства и потребления», соединенные в единое целое как потоками «физических» энергоресурсов (нефти, газа, электроэнергии), так и информационными каналами.

Примечательно, что при воссоздании Великого шелкового пути ставится задача не просто переместить товар «из пункта А в пункт Б», а сформировать сеть перерабатывающих производств вдоль «караванного пути». Аналогично тому, как благодаря Транссибу у нас развилась инфраструктура на юге Сибири.

В-третьих, крупнейшие нации Евразии возникли как некие коллективистские системы. Посмотрите: что Китай, что Россия – по сути, империи, с явным приоритетом централизованного государственного управления. Такими пространствами и ресурсами могут управлять только сильные государства. И поэтому в Евразии одна из ключевых задач – не бороться с имперским мышлением, а использовать имперские способы организации производства для развития экономики и инфраструктуры. Бизнесу это не под силу.

Вот эти три принципиальные особенности, которые, как мне кажется, отличают евразийскую энергетическую цивилизацию от всех остальных.

НГВ: *Сегодня укрепляются контакты России со странами ОПЕК. Это является каким-то случайным явлением или может стать платформой для более плотного энергетического сотрудничества – не только в сфере ограничения добычи нефти, но и в энергетике в целом?*

В. Бушуев: Извиняюсь за резкость, но интеграция с ОПЕК для совместной борьбы за повышение нефтяных цен – это утопия. Попытки таким образом повлиять на мировой энергетический рынок – заблуждение. Действительно, после того как в декабре прошлого года было достигнуто соглашение между нефтяным картелем и рядом независимых производителей нефти, цена несколько поднялась. Но это связано не с сокращением объемов поставок, а с чисто психологическими факторами. Рыночные игроки опасались, что в лице альянса России и ОПЕК появилась мощная сила, которая будет диктовать свои правила игры.

Однако в марте, когда данное соглашение было пролонгировано, это не оказало абсолютно никакого влияния на ценовой фон. Я говорил об этом министру энергетики РФ Александру Новаку: не туда вы идете. Да, политически важно дружить со всеми, в том числе с ОПЕК. Но с точки зрения влияния на конъюнктуру рынка – это бесполезно, никакого экономического эффекта не будет...

НГВ: *Тем не менее цены на нефть держатся сейчас на достаточно неплохом уровне...*

В. Бушуев: Это абсолютно не связано с ОПЕК. Общий объем поставок нефти на мировой рынок не уменьшился, поэтому никакого реального влияния на ситуацию соглашение оказать не могло. Цена на нефть определяется, в первую очередь, финансово-политическими факторами.

В мировой экономике есть свободные деньги, которые не знают, куда ринуться. А нефтяной сектор – это относительно тихая «гавань». По крайней мере, в ближайшие 20–30 лет нефтяной бизнес не прекратит свое существование. Да, он будет не столь прибыльным, как раньше. Но остается достаточно устойчивым, стабильным. Поэтому в него можно вкладывать свободные деньги.

Если же деньги найдут новое место применения – они сразу ринутся туда, и цена на нефть упадет. Хотя рынок нефтяных фьючерсов – это узкий сегмент на общем финансовом рынке, и его потребности в капиталах не столь велики. Поэтому деньги из него могут и не уйти.

Проанализировав общие циклические закономерности развития экономики и финансовых рынков, мы еще в 2003 году начали прогнозировать динамику нефтяных цен. Предсказали и ценовой всплеск 2006 года, и падение в 2014 году.

Да, соглашение с нефтяным картелем может повлиять на цены в пределах \$2–3 за баррель, но существенного воздействия на рынок оно иметь не будет. А вот понимание упомянутых закономерностей – это одна из задач стратегического развития. Все восхищенно цокают языками – как у вас хорошо получается прогнозировать. Но никто не хочет поддержать развитие работ в этом направлении. ❗

СОБЫТИЯ И ФАКТЫ

КРУПНЕЙШАЯ ГАЗОМОТОРНАЯ ЗАПРАВКА

До конца ноября в Москве будет введена в эксплуатацию самая мощная в России автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС). Она станет самой мощной станцией в России – ее производительность составит 29,8 млн м³ газа в год. До этого на территории, прилегающей к Московской кольцевой автомобильной дороге, действовала одна АГНКС. По сообщению пресс-службы «Газпрома», в 2018 году планируется завершить строительство еще восьми станций.

Сегодня в столице эксплуатируется 155 газомоторных автобусов. В первом полугодии 2018 года планируется закупить еще 181 единицу пассажирской техники. С 2018 года в рамках конкурсных процедур на оказание услуг по перевозке пассажиров коммерческими перевозчиками в Москве предусмотрена корректировка требований к подвижному составу, которая позволит упростить выпуск дополнительного количества газомоторной техники на дороги столицы.

ГПЗ ЛУКОЙЛА В УЗБЕКИСТАНЕ

ЛУКОЙЛ завершил строительство первой очереди Кандымского газоперерабатывающего завода (ГПЗ) в Узбекистане производительностью 4,05 млрд м³ газа в год, сообщил «Интерфакс» со ссылкой на источник в «Узбекнефтегазе».

Ведется строительство второй очереди газоперерабатывающего завода аналогичной проектной мощностью. Завершение строительства Кандымского ГПЗ запланировано на июль 2018 года.

Кандымский ГПЗ производительностью 8,1 млрд кубометров газа в год позволит перерабатывать сероводородсодержащий газ с Кандымской группы месторождений, расположенной в Бухарской области Узбекистана, для получения очищенного природного газа в объеме 7,819 млрд м³, 134,36 тыс. тонн стабильного конденсата и 212,9 тыс. тонн элементарной серы в год. Суммарные инвестиции в проект оцениваются более чем в \$ 3 млрд.

Кандымский проект ЛУКОЙЛ реализует с 2004 года совместно с НХК «Узбекнефтегаз» в рамках СРП Кандым-Хаузак-Шады-Кунград.

НОВЫЙ ГЛАВА WINTERSHALL В РОССИИ

Торстен Мурин, нынешний вице-президент проекта «Северный поток и транспортировка газа», с 1 января 2018 года вступит в должность руководителя Wintershall в России. Он сменит Маргариту Хоффманн, которая займет прежний пост Т. Мурина в Касселе. О предстоящей кадровой рокировке сообщил «Интерфакс».

М. Хоффманн будет отвечать за участие Wintershall в проектах по газотранспортным и транзитным магистралям, среди которых «Северный поток» и «Северный поток-2», а также OPAL и NEL.

43-летний Торстен Мурин, экономист по образованию, работает в Wintershall

с 2002 года. В прошлом он был зам. финдиректора в рамках проектов по Южно-Русскому месторождению и в «Ачимгазе» в России, с 2013 года руководил газотранспортными проектами Wintershall в Касселе.

В России в рамках нескольких совместных проектов Wintershall занимается геологоразведкой и добычей углеводородов в Западной Сибири. Сейчас компания вместе с «Газпромом» готовится к разработке участков 4 и 5 ачимовских отложений Уренгойского газового месторождения. С августа 2017 года офис Wintershall Rusland находится в Санкт-Петербурге.

КОРОЛЕВСКИЙ ГАМБИТ

В первую субботу ноября мир облетела шокирующая новость об увольнении и арестах десятков влиятельных фигур в руководстве Саудовской Аравии. Состав и количество смещений и новых назначений оказались неожиданными и беспрецедентными по масштабу, подтвердив и одновременно сильно обезвредив существование оппозиции.

Арест одиннадцати принцев, четырех действовавших министров и многих бывших министров и крупных чиновников был назван борьбой с коррупцией (она действительно процветает в Саудовской Аравии).

Однако только антикоррупционной кампанией произведенная перетряска объяснена быть не может. Одним из самых значительных актов считается увольнение претендовавшего на позицию наследника престола принца Митеба. Он возглавлял Национальную гвардию, которая действовала отдельно от регулярной саудовской армии. Теперь все силовые структуры – министерства обороны, внутренних дел и нацгвардия – будут находиться под контролем кронпринца.

«Саудиты не знают, как это все понимать», – цитирует The Economist источник в Эр-Рияде, – все в шоке». Одно очевидно – консенсус и баланс власти, которые всегда стремились поддерживать в сложной структуре королевского дома Саудовской Аравии, кардинально нарушен. Власть отныне сконцентрирована в руках наследного принца, хотя он и действует от имени короля.

Энергетической отрасли перетряска не коснулась, министр нефти Khalid Al-Falih свое кресло сохранил. В изменениях и не было нужды, комментирует британский Petroleum Economist. Нефтяная отрасль полностью контролируется кронпринцем через должности председателя руководящего совета Saudi Aramco и высшего экономического совета Саудовской Аравии. Мировой рынок нефти отреагировал на события в Саудовской Аравии ростом цены до \$ 63/барр.

Между тем в Саудовской Аравии продолжается подготовка к частичной приватизации национальной нефтяной компании Saudi Aramco (стр. 68).

Brent
\$ 64
за баррель
и дороже

Добыча
в России,
10 мес.
2017 года

Нефть
455,6
млн тонн

Газ
544,9
млрд м³



Стратегические приоритеты

Векторы развития России в мировом топливно-энергетическом пространстве

АНАСТАСИЯ ОКОРЧКОВА

Эксперт в области устойчивого развития

НИКИТА КОРНЮХИН

Эксперт в области нефтяной и газовой промышленности

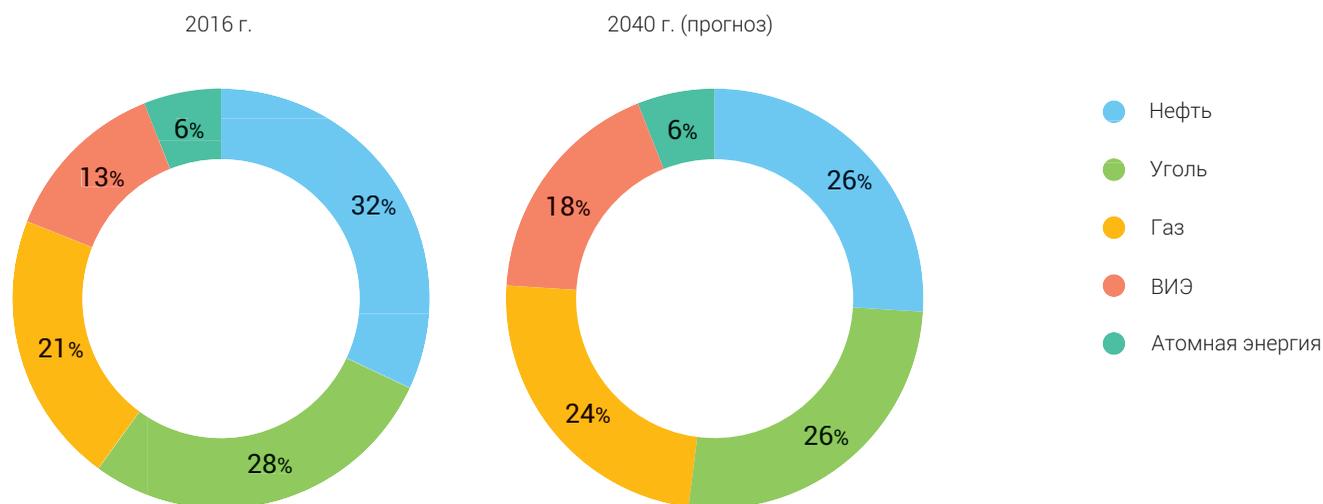
Высокий уровень неопределенности развития мирового энергетического рынка обусловлен не только сложными геополитическими процессами, но и преобразованиями мировой экономики, изменениями регуляторной среды.

Растущий спрос на энергию, повышение энергоэффективности, информатизация (цифровизация), ужесточение экологических требований, повышение себестоимости добычи нефти и рост добычи нетрадиционных видов углеводородного сырья – основные тренды развития мировой энергетики в долгосрочной перспективе.

В век глобального технологического прорыва и постепенного перехода к устойчивому развитию для Российской Федерации, как для одной из ведущих энергетических держав и крупнейшего участника энергетических рынков, особенно важно определить векторы дальнейшего развития в мировом топливно-энергетическом пространстве.

Будущее России в значительной мере будет определяться уровнями диверсификации структуры производства и экономической доступности энергоресурсов, повышения энергетической эффективности национального хозяйства. Ключевыми вопросами отраслевой повестки дня остаются также рациональное природопользование и повышение экологической безопасности для целей долгосрочного социо-эколого-экономического развития российского общества.

СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ В МИРЕ



Источник: Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. (ИНЭИ РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ)

РОСТ СПРОСА НА ЭНЕРГИЮ

Говоря о перспективе на ближайшие два десятка лет, следует отметить, что ожидаемый в мире рост спроса на энергию будет обусловлен, прежде всего, увеличением численности населения, урбанизацией и развитием глобальной экономики. По прогнозу ООН, к 2040 году численность населения в мире возрастет до 9,772 млрд человек, а доля городского населения составит около 64%.

В связи с увеличением численности населения и количества городских жителей рост мирового спроса на энергию неизбежен. Согласно прогнозам, составленным в 2016–2017 годах ведущими аналитическими организациями и компаниями (IEA, World Energy Council, Bloomberg New Energy Finance, IRENA, ИНЭИ РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ, BP, ExxonMobil), ожидается, что спрос на энергию к 2035 году увеличится в среднем на 23%. Об аналогичных ожиданиях сообщали и крупные энергетические компании – BP и ExxonMobil.

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЕМКОСТИ

Основной темой ближайших 20 лет будет удовлетворение постоянно растущего спроса на энергию при ограниченных ресурсах. В связи с этим особенно важно будет контролировать темп роста спроса на энергию.

Контроль может быть осуществлен за счет повышения энергоэффективности и обеспечения экологической безопасности процессов производства и потребления энергии и, как следствие, снижения энергоемкости и углеродоемкости валового внутреннего продукта (ВВП). Его энергоемкость – один из важнейших удельных показателей потребления.

По данным Всемирного банка, с 1980 по 2010 годы мировой ВВП увеличился, но при этом энергии на про-

изводство продукции было затрачено на 33% меньше, чем в предыдущие годы. Больше единиц продукции было произведено с пропорционально меньшим количеством затрачиваемой энергии, что является иллюстрацией успешных усилий (государственных и частных) по повышению энергоэффективности. В промышленно развитых странах четко определены цели и задачи по повышению энергоэффективности и, как следствие, по снижению энергоемкости ВВП.

Темп роста спроса на энергию, обусловленный ростом численности мирового населения и урбанизацией, может снижаться за счет технологических достижений, которые способствуют оптимизации процессов производства и потребления энергии.

Соответственно, большое значение в перспективе будет уделяться вопросам технологической модернизации.

Формируется новый вид конкуренции – технологической, когда сырье или продукт переработки сырья оценивается уже не столько с точки зрения количества, сколько с позиций качества и технологий, которые используются в процессе.

Высокий уровень развития технологий продолжит определять место тех или иных стран в мире. Таким образом, страны, не обладающие конкурентными технологиями, рискуют выбыть из гонки, даже не начав ее.

Помимо развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ), появления гибридных автомобилей, электромобилей, технологий добычи нетрадиционных углеводородов, получения и использования водородного топлива, технологий накопления энергии, улавливания и хранения CO₂, возникают такие инновационные технологии, как реактивное топливо из возобновляемых источников энергии (например, биотоплива, сырьем для которого могут стать мусорный газ, древесина или спиртовое топливо, с до-

бавлением животного жира и синтетического горючего, получаемого из угля или природного газа с помощью процесса Фишера-Тропша), которое используется в летательных аппаратах.

Производство автомобилей, технического оборудования, электронных приборов, требующих меньшего количества энергии для осуществления тех же функций, – один из основных векторов инновационного развития сегодня.

ВП в среднем по миру будет ежегодно снижаться на 2 % за счет развития технологий и экономических трансформаций до 2035 года, а доля ВИЭ в мировом энергобалансе может быть увеличена до 22,5 % к 2035 году.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Охрана окружающей среды и экологическая безопасность также ставятся во главу угла, исходя из того, что рост промышленности увеличивает риски негативного воздействия на окружающую среду и здоровье человека. Усиление экологических требований является одним из трендов мирового развития ТЭК еще и потому, что оно позволяет контролировать рост спроса на энергию.

Все больше внимания уделяется вопросам изменения климата и выбросов парниковых газов. Глобальное потепление является одной из серьезнейших проблем современности: в период с 1880 по 2016 год средняя глобальная температура за Земле выросла примерно на 0,99°C. Минувший год стал самым теплым за всю историю человечества.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Цифровизация энергетического комплекса представляется одним из важнейших трендов современности. Оперативная обработка больших объемов информации особенно важна, когда мы говорим о распределенных сетях управления в ТЭК, об оптимизации системы сбора, обработки и анализа промышленных данных, получаемых с удаленных месторождений и предприятий, об автоматизации управления технологическими процессами и производством.

Такие предприятия, как General Electric, Honeywell, Emerson, Schneider Electric, Schlumberger, Siemens, Yokogawa, например, активно развивают и внедряют передовые цифровые решения на объектах нефтегазовой промышленности, реализуют проекты по комплексному управлению процессами и ресурсами, включая расширенное управление добычей на месторождениях (цифровое месторождение), управление технологическими процессами переработки и мониторинг ключевых производственных показателей производства в режиме онлайн в любой точке мира.

Достигнут научно-политический консенсус относительно основной причины роста среднегодовой температуры планеты и, соответственно, климатических изменений. Это усиление парникового эффекта в связи с концентрацией в атмосфере парниковых газов.

Очевидно, что вопросы климатического воздействия не имеют государственных границ, соответственно решать, как повысить сопротивляемость и адаптивность к изменениям внешней среды, необходимо сообща. Именно поэтому в декабре 2015 года 175 стран, включая Российскую Федерацию, подписали Парижское климатическое соглашение ООН, согласно которому средняя температура воздуха на планете к 2100 году не должна вырасти больше, чем на 2°C по сравнению с доиндустриальной эпохой.

Большое внимание в данном контексте уделяется такому удельному показателю, как углеродоемкость ВВП, под которым понимается объем эмиссии CO₂ на единицу ВВП в результате сжигания ископаемого топлива. Консенсус-прогноз ведущих аналитических центров мира предполагает, что до 2035 года углеродоемкость мирового ВВП будет ежегодно снижаться в среднем на 2,5% за счет ужесточения экологических требований и развития технологий.

РОСТ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ

Одним из основных трендов наших дней в мировой энергетической среде стало повышение себестоимости добычи нефти. Большинство стран, где существуют запасы нефти, сталкиваются с очень высокими издержками по добыче углеводородного сырья. Исключением являются страны Ближнего Востока.

В России сталкиваются с высокими затратами в процессе освоения Арктического шельфа и ТРИЗ. В Казахстане эта проблема проявилась в процессе разработки шельфового нефтегазового месторождения Кашаган. В США и Китае есть запасы сланцевой нефти, извлечение которой – тоже дорогостоящий процесс.

Страны и компании делают все возможное, чтобы изменить условия добычи и развить технологии, позволяющие расширять горизонты рентабельной разработки месторождений. Хотя при формировании прогнозов вопрос снижения себестоимости не рассматривается напрямую, но учитывается в них как фактор, определяющий уровни добычи. Отсюда вывод: издержки на добычу, транспортировку и переработку углеводородов необходимо сокращать за счет развития технологий и внедрения инноваций.

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

Говоря о магистральных направлениях развития мирового топливно-энергетического пространства, следует отметить, что возникли существенные и контурные тренды. При этом, под существенными трендами, как правило, понимаются такие, как рост спроса на энергию, повышение себестоимости добычи нефти, а также рост добычи нетрадиционного углеводородного сырья (УВС).

Контурные же тренды представляют собой стабилизаторы или ограничители, которые в значительной степени определяют характер и будущее развитие существенных трендов, способствуют формированию новой модели глобального развития ТЭК. По сути, контурными являются такие факторы, как ужесточение экологических требований, повышение энергоэффективности и информатизация (цифровизация).

Ключевые показатели, согласно которым можно судить об экономическом развитии (не обязательно о росте), – это энергоемкость ВВП и углеродоемкость ВВП. Именно изменение этих двух макроэкономических показателей определяет динамику и темп роста спроса на энергию, себестоимость разработки месторождений и увеличение добычи нетрадиционных УВС.

Между тем России важно сформировать собственные ориентиры дальнейшего развития ТЭК, которые бы опирались на мировой опыт и учитывали наши особенности.

ОРИЕНТИРЫ ДЛЯ РОССИИ

Своеобразие нынешней ситуации состоит в том, что, несмотря на внешнеполитические санкции и сложившиеся экономические обстоятельства (относительно низкие цены на нефть и газ), нефтегазовой отрасли России удается не только запускать новые месторождения, но и повышать глубину переработки сырья.

Постепенно развиваются и апробируются новые технологии добычи, формируется новая модель регулирования отрасли. Россия плавно переходит на путь устойчивого развития ТЭК, учитывая не только вопрос экономической целесообразности, но и социальной и экологической безопасности.

Особенно важными для Российской Федерации становятся темы: диверсификация структуры производства и экономической доступности энергоресурсов, повышение уровня энергетической эффективности национального хозяйства, рациональное природопользование и экологическая безопасность.

ДИВЕРСИФИКАЦИЯ

Ориентируясь на прогнозную модель структуры потребления энергоресурсов в мире в 2040 году, России следует заняться диверсификацией структуры производства (см. «Структура потребления энергоресурсов в мире»).

Прогнозы ведущих аналитических центров показывают, что нефть, несмотря на уменьшение ее доли в структуре потребления в мире, продолжит играть ведущую роль. Уголь также будет востребован в связи с относительно низкой ценой, доступностью и индустриальным скачком развивающихся стран. Однако постепенно, с развитием национальных экономик, изменением региональных предпочтений, ужесточением экологических требований, наступит эра «голубой энергетики» – после 2040 года за счет газа, ВИЭ, биотоплива и атомной энергии будет удовлетворяться больше половины мировой энергетической потребности.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

Добыча нетрадиционных видов УВС продолжит расти преимущественно в США и Канаде. К 2020 году США должны стать страной-экспортером нетрадиционных видов газа. А Канада, которая уже экспортирует сланцевый газ, к 2040 году может увеличить его долю в совокупном объеме добычи до 84%.

В проектах Энергетической стратегии и Генеральной схемы развития нефтяной отрасли России до 2035 года указывается, что к концу периода уровень нетрадиционной добычи нефти должен достигнуть 80 млн тонн в год.

Проект ЭС-2035 предусматривает:

- ✓ сохранение стабильной добычи нефти с газовым конденсатом и объема экспорта нефти, увеличивая при этом долю экспорта нефтепродуктов (ускоренно должна расти доля дизельного топлива и автомобильного бензина с сокращением поставок мазута);
- ✓ увеличение добычи и повышение объема экспорта газа;
- ✓ увеличение добычи и объема экспорта угля;
- ✓ увеличение производства электроэнергии при росте установленной мощности электростанций (ТЭС, АЭС, ГЭС).

Россия как надежный энергопартнер, безусловно, не только сохранит лидерские позиции по ряду ключевых направлений – экспорт нефти, газа, угля, – но и сможет превзойти ожидания по экспорту нефтепродуктов, нетрадиционных видов газа и электроэнергии, генерируемой в том числе и за счет ВИЭ, продолжив тем самым определять топливно-энергетический баланс в мире. В процессе диверсификации структуры производства все большее значение будет придаваться нефтепереработке, подготовке газа и его сжижению, нефтегазохимии.

Приоритетные направления развития являются наука и капиталоемкими. Именно поэтому многолетнее взаимодействие НИОКР и бизнеса выходит на новый уровень: применяются инновационные технологии, повышается эффективность использования ресурсов (материальных, трудовых, природных, энергетических), растет качество производимых продуктов и, как следствие, усиливается конкурентоспособность России на мировых энергетических рынках.

Также наблюдается диверсификация географической структуры экспорта энергоресурсов – акцент делается на росте доли рынка стран АТР. Планируется увеличить его долю с 15% в 2014 году до 39% в 2035 году.

ДОСТУПНОСТЬ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Российской Федерации необходимо обеспечить физический доступ к энергоресурсам. Внутри страны важно гарантировать энергообеспечение удаленных и энергодефицитных территорий, расширить сеть централизованных систем газо- и электроснабжения, а также развить систему, в большей степени ориентированную на потребителей.

Экономическая доступность энергоресурсов может быть также связана со способностью заплатить за энергоресурсы, когда на рынке есть спрос. Платежеспособный спрос внутри страны – одно из ключевых конкурентных преимуществ в последнее время. Платежеспособный спрос зачастую беспокоит иностранных инвесторов сильнее, чем инвестиционный климат страны.

Необходимо оптимизировать зависимость цен на энергетические ресурсы от индикаторов мировых рынков, уточнить систему данных по расходам на энергоресурсы в структуре бюджета, пересмотреть тарифную политику для населения с переходом к целевой поддержке нуждающихся в ней групп.

Экономическая доступность энергоресурсов может быть обеспечена и за счет расширения сети поставок энергоресурсов, формирования конкурентного и платежеспособного спроса.

ПРАВОВАЯ БАЗА СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

- ✓ Климатическая доктрина Российской Федерации (2009);
- ✓ Климатическая доктрина Российской Федерации об утверждении Комплексного плана реализации Климатической доктрины до 2020 года (2011);
- ✓ Указ Президента Российской Федерации «О сокращении выбросов парниковых газов» к 2020 году до уровня не более 75% от уровня 1990 года (2013);
- ✓ Распоряжение правительства Российской Федерации об утверждении Плана мероприятий по обеспечению к 2020 году сокращения объема выбросов парниковых газов (2014);
- ✓ Распоряжение Правительства Российской Федерации об утверждении Концепции формирования системы мониторинга, отчетности и проверки выбросов парниковых газов в Российской Федерации (2015);
- ✓ Распоряжение Министерства природных ресурсов об утверждении Методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации (2015).

РОСТ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Повышение уровня энергетической эффективности национального хозяйства – еще один вектор развития России в мировом топливно-энергетическом пространстве.

Россия занимает 11% мировой площади, две трети которой находится в зоне многолетней мерзлоты. Соответственно, на все производственные процессы требуется затрачивать гораздо больше энергии, чем, например, в Австралии или Африке.

Холодный климат и географические особенности на 20% увеличивают расходы энергии на освещение и отопление помещений и на 20–25% удорожают строительство, эксплуатацию жилья и производственных объектов по сравнению с Центральной Европой.

Россия, будучи страной с высоким научно-техническим потенциалом, может занять одну из лидирующих позиций в области энергосбережения и энергоэффективности. При этом коренная модернизация и развитие отрасли на базе передовых технологий должны обеспечивать:

- ✓ увеличение КИН с 28 до 40%;
- ✓ освоение ТРИЗ в объемах до 15% общей добычи нефти;
- ✓ увеличение масштабов глубоководного бурения, рост объемов нефте- и газопереработки;
- ✓ увеличение объемов нефте- и газохимии;
- ✓ повышение производительности труда.

Планируются структурные и технологические изменения в экономике России. По мере развития сферы услуг и внедрения наилучших доступных технологий (НДТ), в стране будет снижаться энергоемкость ВВП (на данный момент она у нас в два-три раза выше, чем в европейских странах, и почти в два раза выше, чем в Канаде), а конкурентоспособность российской продукции будет возрастать.

Энергоемкость ВВП, согласно прогнозу ИНЭИ РАН и АЦ при Правительстве РФ, к 2040 году может снизиться, согласно вероятному сценарию, на 32% по сравнению с 2015 годом (по иным сценариям, на 24 и 43%). В долгосрочном периоде можно ожидать значительного приближения энергоемкости ВВП России к показателям стран Западной Европы, США, Японии, Китая.

Безусловно, для России особенно важно модернизировать мощности (генерирующие, перерабатывающие, нефтегазохимические и другие) и развивать отрасли на базе передовых технологий преимущественно отечественного производства, которые не только будут обеспечивать увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН), но и способствовать разработке трудноизвлекаемых запасов нефти, увеличению масштабов глубоководного бурения, нефтегазопереработки и нефтегазохимии. В числе других ожидаемых позитивных процессов можно выделить рост полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ), повышение глубины переработки нефти с производством моторных топлив высших экологических классов, повышение выхода светлых нефтепродуктов.

Следует отметить, что экономика России постепенно меняется, осуществляется структурный передел. Например, по итогам 2016 года 64% дохода в бюджет сформировалось за счет несырьевых источников – нефтегазовых доходов. Тренд позитивный, и особенно важно, что планируется поддержание существующей динамики.

РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Повышение уровня рационального природопользования – залог успеха в долгосрочной перспективе. В то же время истощение топливно-энергетических ресурсов может привести к подрыву энергетической безопасности России.

Соответственно, особенно важно в настоящее время изучать, охранять, осваивать и преобразовывать имеющиеся ресурсы. Необходимо как можно скорее принять Стратегию развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года.

Основной темой ближайших 20 лет будет удовлетворение постоянно растущего спроса на энергию при ограниченных ресурсах

Россия – как мировой лидер по запасам газа (первое место в мире), угля (второе место в мире), нефти (пятое место в мире) и других видов полезных ископаемых, как страна с самым большим природно-ресурсным капиталом – имеет возможность сохранить энергетическую независимость и обеспечить энергетическую безопасность страны.

В перспективе Россия будет выделяться на мировых рынках сырья не только благодаря расширению ресурсной базы за счет освоения новых районов и месторождений, но и за счет активного использования наилучших доступных технологий (НДТ), новых технологий добычи и переработки.

КЛИМАТИЧЕСКИЙ ФАКТОР

Территория России находится в области значительных наблюдаемых климатических изменений. Соответственно, вопрос адаптации к изменению климата имеет для нашей страны очень большое значение.

Занимаясь снижением эмиссии парниковых газов и обеспечивая переход на путь низкоуглеродного развития, Россия не отказывается от использования традиционных углеводородов, а изыскивает возможности повышения энергоэффективности экономики за счет внедрения НДТ, формирования более наукоемкой и менее зависимой от сырьевого экспорта экономики.

Россия на законодательном уровне принимает важные стратегические документы по адаптации к изменению

климата, что подтверждает серьезность данного вопроса (см. «Правовая база сокращения выбросов парниковых газов»).

Более того, на государственном уровне существует система управления в области изменения климата, координатором которой является советник Президента – специальный представитель Президента РФ по вопросам климата А.И. Бедрицкий. В эту систему, в частности, входят:

- ✓ Межведомственная рабочая группа по вопросам, связанным с изменением климата и обеспечением устойчивого развития, при Администрации Президента РФ;
- ✓ Межведомственная рабочая группа по экономическим аспектам охраны окружающей среды и регулирования выбросов парниковых газов при Министерстве экономического развития РФ.

Планируется принятие ряда климатических стратегий в субъектах Российской Федерации, которые будут включать не только цели, но и конкретные механизмы по адаптации к изменению климата и сокращению эмиссии парниковых газов.

В Российской Федерации формируются региональные реестры, которые будут содержать информацию по выбросам парниковых газов, сажи, других соединений, оказывающих воздействие на климат, а также информацию по естественным поглотителям углерода (лесные массивы, торфяники, водно-болотные участки и т. д.).

В декабре 2015 года в Париже Российская Федерация в рамках подписания Парижского соглашения отменила свою готовность сократить объем выбросов парниковых газов на 25–30% к 2030 году по сравнению с 1990 годом, что в целом совпадает с внутренней целью страны, установленной Указом Президента «О сокращении выбросов парниковых газов» к 2020 году до уровня не более 75% от уровня 1990 года и предполагает лишь незначительное увеличение выбросов от базового уровня.

Учитывая, что Россия, наряду с Китаем, США и Индией, является крупным эмитентом парниковых газов, вопросы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), нормирования воздействия на окружающую среду, внедрения технологий по улавливанию и хранению CO₂ и ликвидации экологического ущерба считаются приоритетными.

Согласно ССРП, на 2015 год уровень углеродоемкости ВВП России составил 0,76. В то же время средний показатель углеродоемкости ВВП на 2015 год среди стран G20 был на уровне 0,42. А в результате выполнения намеченных мероприятий к 2035 году углеродоемкость ВВП России может опуститься до 0,37.

В целом же переход к устойчивому (то есть сбалансированному) развитию ТЭК является одним из ключевых инструментов максимального раскрытия социально-экономического потенциала нашей страны. Ведь будущее России в значительной мере будет определяться уровнями диверсификации структуры производства и экономической доступности энергоресурсов, повышения энергетической эффективности национального хозяйства. ❏

Блюдо осени: нефтегазовый пирог



Осенью – уже традиционно – возрастает интерес к обсуждению налоговой тематики. В роли катализатора обычно выступает бюджетный процесс: правительство активно ищет новые способы пополнения федеральной казны и взоры, в первую очередь, обращаются к нефтегазовому сектору (куда же еще?).

В этом смысле нынешняя осень оказалась на редкость спокойной. Не родились новые версии налогового маневра, остались нетронутыми ставки налога на добычу полезных ископаемых...

Не так чтобы про нефтегазовый сектор забыли совсем. Но обошлось без серьезных претензий на новые куски пирога нефтегазовых доходов. С чего вдруг? Возможно, относительные покой и стабильность – некий бонус нефтяникам за то, что согласились придержать добычу и тем самым дали возможность государству заработать на росте цен на нефть. Ведь львиная доля доходов от удорожания нефти идет мимо нефтяников – напрямую в казну.

Как бы то ни было, родное государство оставило нефтяников в покое. В следующем году обязательства отрасли перед федеральным бюджетом снизятся в плановом порядке – редкий случай. При этом доля нефтегазовых поступлений в доходах федеральной казны должна уменьшиться с нынешних 39,4 до 35,9%. Действительно что ли сползаем с «сырьевой иглы»?

Впрочем, совсем без новых поборов не обошлось. Просто на фоне прошлых лет они смотрятся значительно скромнее.

Во-первых, инициировано очередное увеличение акцизов на автомобильный бензин и дизельное топливо: на 50 копеек с литра под новогодний бой курантов, еще на полтинник – с середины года. Копейки, а в казну накапает более 25 млрд рублей в 2018 году и еще 44,4 млрд рублей – в 2019-м.

Во-вторых, правительство задумало расширить круг нефтепродуктов, относящихся к средним дистиллятам – чтобы выросла база для начисления топливного акциза. Предполагается, что это увеличит поступления в казну на 16,5 млрд рублей. Но не всё так предсказуемо и просто. Проблему наш автор подробно описывает в этом номере журнала.

В-третьих, вносятся изменения в правила уплаты НДС на газ, добываемый «Газпромом» и его дочками. Играя коэффициентами, государство рассчитывает увеличить поступления в федеральный бюджет на 12,6 млрд рублей в 2018 году.

Еще 33,7 млрд рублей должны принести казне доходы от раздела продукции по СРП «Сахалин-2», которые федеральные чиновники хотят отобрать у Сахалинской области. Появился лишний повод усомниться в том, что СРП являются оплотом стабильности. Кстати, в этом номере мы рассматриваем возможность восстановления в правах режима СРП, не ставшего популярным в России.

Предполагалось, что главной налоговой новостью нынешнего сезона может стать принятие закона, формирующего условия для старта пилотных проектов нефтедобычи, реализуемых в условиях налогообложения финансового результата. О реальной альтернативе нынешней системе налогообложения, базирующейся на налоге на добычу (НДПИ), конечно же, нет речи. Тем не менее очень важно опробовать режим налога на дополнительный доход (НДД) на практике, чтобы иметь веские аргументы в дальнейших дискуссиях об оптимальном налоговом режиме в нефтедобыче, уравновешивающем интересы государства и нефтяников. Но, похоже, в этом смысле будет потерян еще один год.

Собственно, в современной экономической ситуации российские нефтяники уже не демонстрируют горячей заинтересованности в глубоком перепахивании налогового поля. В условиях низких цен на нефть действующая система дележа нефтяных доходов представляется далеко не худшим вариантом.

Больше пользы сейчас от стимулирующих льгот. В частности, существенный эффект способна дать льгота, поощряющая разработку обводненных месторождений. «Роснефти» вроде бы даже удалось договориться об определенных послаблениях для Самотлорского месторождения. Но запротестовали руководители других ВИНК. Они добиваются равных для всех возможностей, а фискальные чиновники этого не хотят. Пока и здесь нет полной определенности.

АКЦИЗ, КАК УДАВКА

Правительство предложило расширить круг продуктов нефтепереработки, относимых к средним дистиллятам, – чтобы собирать больше акцизов. Минфин РФ хочет таким образом привлечь в казну 16,5 млрд рублей. Госдума РФ приняла соответствующий закон в первом чтении. Но если нововведение узаконят, это приведет к сворачиванию производственной деятельности в первую очередь небольших НПЗ, перерабатывающих сырье независимых нефтедобывающих компаний и поставляющих относительно дешевое топливо особому кругу потребителей, которым объективно не нужен дизель высокого экологического класса. Пострадают и крупные НПЗ, не успевшие завершить модернизацию своего производства. Впрочем, закон еще не принят...

Страница

20

Страница

26

ФОРМУЛА С ПОДВОХОМ

Преследуя благую цель создания более стабильного и справедливого способа взимания налогов, государство предложило дифференцированную систему налога на добычу полезных ископаемых для российского природного газа. Но применение этой модели на практике привело к непредвиденным последствиям. В условиях профицита свободных производственных мощностей у ПАО «Газпром» появилась возможность выбирать между высокой и низкой ставкой НДС, увеличивая добычу на льготируемых месторождениях и снижая добычу на тех, где льготы отсутствуют. Получается, что налоговая система задает более высокие темпы падения добычи для старых месторождений с высокой ставкой НДС.

ЗАГАДКА ДОРОГОГО БЕНЗИНА

Почему бензин в России постоянно дорожает? Один из факторов – наша налоговая система. Например, уменьшение вывозных пошлин на нефтепродукты способствовало повышению так называемого экспортного нетбэка, что толкало вверх отпускные цены на НПЗ. Перманентный рост акциза тоже отражается в цене бензина. Да, бензин в России остается относительно дешевым по сравнению с большинством зарубежных стран. Тем не менее при определении дальнейшего направления фискальных реформ необходимо очень тщательно оценивать их последствия для конечных потребителей моторного топлива.

Страница

32

Страница

38

КАК СНИЗИТЬ НАЛОГОВЫЕ РИСКИ?

Налоговым директорам приходится решать все более сложные задачи. Чем перспективнее становится налоговая функция как направление, тем динамичнее выстраиваются ее связи внутри холдингов с финансовой, юридической, бухгалтерской и коммерческими службами. В условиях неопределенности большое значение приобретают централизация, регламентация, унификация и контроль над реализацией. Управление эффективной налоговой ставкой в группе компаний и единая групповая налоговая методология становятся насущными проблемами налогового специалиста.

ХОРОШО ЗАБЫТОЕ СТАРОЕ

В России продолжается обсуждение различных идей и инициатив, связанных с оптимизацией налогообложения добычи углеводородного сырья. Время от времени вспоминают и о режиме соглашений о разделе продукции (СРП), но существенного развития эта тема не получает. Возможно, разработка месторождений Хвалынское и Центральное все же будет осуществляться на условиях СРП. И если это случится, появится важный прецедент использования в современной практике специального налогового режима. Разумеется, правовую базу придется доработать.

Страница

42



Акциз, как удавка

ВЛАДИМИР СОЛОВКИН
Эксперт Ассоциации «АссоНефть»



АссоНефть
о независимых в ТЭК

8 ноября Государственная Дума РФ приняла в первом чтении поступивший из правительства закон, содержащий очередную порцию изменений в Налоговый кодекс России. Наряду с другими нововведениями, документ предлагает расширить круг продуктов нефтепереработки, относимых к средним дистиллятам, как известно, облагаемых акцизом. По оценке Минфина РФ, такая мера позволит собрать в федеральную казну в 2018 году порядка 16,5 млрд рублей (но на этот счет есть большие сомнения). Понятно, что оборотной стороной предполагаемых дополнительных бюджетных доходов станет усиление фискального пресса. К тому же, как выясняется при внимательном изучении документа, расширение налоговых обязательств затронет преимущественно независимых производителей. В то же время крупные заводы, входящие в состав ВИНК, нововведение практически не затронет, о чем заблаговременно позаботились авторы законопроекта, включившие в него специальные защитные оговорки. Возможно, в бюджет и удастся собрать дополнительные миллиарды. Но более вероятным итогом видится сворачивание производственной деятельности в первую очередь небольших НПЗ, перерабатывающих сырье независимых нефтедобывающих компаний и поставляющих относительно дешевое топливо особому кругу потребителей, которым объективно не нужен дизель высокого экологического класса. Пострадают и крупные НПЗ, не успевшие завершить модернизацию своего производства. Исходя из того, что от предлагаемого нововведения будет больше вреда, чем пользы, целесообразно внести в законопроект уточняющие коррективы. Время и возможности для этого еще есть.

В конце сентября в Государственную Думу РФ поступил из правительства и был зарегистрирован под номером 274631–7 законопроект, предлагающий внести изменения во вторую часть Налогового кодекса России. Для того, чтобы новые правила вступили в силу с начала будущего года, прошедший все ступени голосований, согласований и утверждений закон должен быть опубликован до конца ноября.

Время поджимает, и уже 8 ноября депутаты Госдумы РФ проголосовали за закон в первом чтении. К сожалению, при этом возражения экспертного сообщества не были услышаны. И не мудрено – в одном законопроекте собраны поправки, относящиеся к разным сферам деятельности, что само по себе не благоприятствует основательному обсуждению изменений со специалистами. А необходимость в этом велика. Но обо всем по порядку...

БЛАГИЕ ЦЕЛИ

Как утверждают авторы одобренного российским правительством законопроекта, документ преследует благие цели. Предлагаемые нововведения призваны стимулировать инвестиционную активность, поддержать финансами мероприятия по созданию инфраструктуры автомобильного транспорта, оптимизировать порядок обложения акцизами средних дистиллятов, увеличить поступления акцизов в бюджетную систему. По мнению Минфина РФ, рекомендуемые изменения приведут к увеличению доходов бюджетной системы России в 2018 году на 88,7 млрд рублей. В том числе в результате отнесения к подакцизным средним дистиллятам более широкого круга продукции федеральный бюджет страны получит дополнительный ежегодный доход в размере 16,5 млрд рублей.

Цифры впечатляют. Остается разобраться, из чьих карманов и кошельков эти миллиарды перетекут в государственную казну (и перетекут ли?). И, естественно, важно, чтобы новые правила были справедливыми. К сожалению, описываемый законопроект не безупречен с этой точки зрения.

При внимательном изучении документа выясняется, что расширение налоговых обязательств затронет преимущественно независимых производителей

Прежде всего, нужно признать, что в спешке (нужно же успеть принять закон в сроки, позволяющий действовать его нормы с 1 января) чиновники отправили в парламент сырой документ. Экспертное сообщество еще не пришло к единому мнению относительно уточнения идентификационных признаков средних дистиллятов.

Эта работа в течение нескольких месяцев проводилась под эгидой Министерства энергетики России в рамках ра-



ОБ АВТОРЕ:

Владимир Григорьевич Соловкин более 50 лет работает в сфере нефтепереработки: начинал свою трудовую деятельность на Рязанском НПЗ, прошел путь от оператора технологических установок до директора по производству ТНК-ВР, был руководителем многих успешных проектов в России от Камчатки и до Калининграда.

бочей группы, в которую входили как представители бизнеса, так и научного сообщества. Причем, высказать свои аргументированные позиции имели возможность менеджеры не только крупных вертикально интегрированных компаний, но и независимых нефтеперерабатывающих и нефтегазодобывающих предприятий.

При открытом обсуждении признаков средних дистиллятов большинством участников рабочей группы был отвергнут ряд предложений. Так, не получила поддержки идея отказаться от такого важного признака продукции, как фракционный состав.

Также не набрало голосов специалистов предложение отнести к средним дистиллятам продукцию с плотностью

не выше 930 кг/м³ и кинематической вязкостью 2,0 сСт и более при температуре 100 градусов Цельсия. Предлагавшие это коллеги упустили то обстоятельство, что температура вспышки средних дистиллятов составляет 40–60 градусов Цельсия. Кроме этого, исходя только из этих идентификационных признаков, средними дистиллятами были бы признаны около 20 продуктов нефтехимии, газовый конденсат, топливо, поставляемое для нужд различных отраслей народного хозяйства, государственного оборонного заказа, для обеспечения потребностей Министерства обороны и специальных служб.

Обсуждение проходило в конструктивном ключе. И понятно почему: участники дискуссии не только хорошо знают предмет обсуждения, но и осознают, насколько велика цена ошибки. Остается сожалеть, что необходимая и важная работа по уточнению признаков средних дистиллятов была прекращена без объяснения причин.

ПРОПУСК В МИР СРЕДНИХ ДИСТИЛЛЯТОВ

Правительство предлагает ввести регистрацию лиц, совершающих операции по переработке средних дистиллятов. Имеется в виду выдавать специальные свидетельства, обладатели которых будут взаимодействовать с бюджетом в части уплаты акциза на средние дистилляты в специально прописанном для них порядке. Для этого Налоговый кодекс предложено дополнить новой статьей 179–6 «Свидетельство о регистрации лица, совершающего операции по переработке средних дистиллятов» и рядом других положений.

Как следует из правительственного законопроекта, непременным условием выдачи свидетельства будет наличие у заявителя производственных мощностей (хотя бы одного вида) по переработке средних дистиллятов (см. «Профильное оборудование»). Как вариант, заявитель может обосновать право на получение свидетельства наличием договора об оказании услуг по переработке средних дистиллятов, заключенного с организацией – собственником соответствующих производственных активов, непосредственно осуществляющей такую переработку.

Плательщиками акциза на средние дистилляты признаются организации, имеющие соответствующие свидетельства. При этом объектом налогообложения являются как получение (приобретение в собственность), так и оприходование средних дистиллятов, произведенных в результате переработки собственного сырья.

В случае дальнейшей переработки средних дистиллятов акциз в их стоимость не включается. В иных случаях сумма акциза включается в стоимость передаваемых средних дистиллятов.

СПОРНЫЕ СУЖДЕНИЯ

Между тем небрежно и наспех сшитый законопроект был отправлен на рассмотрение в парламент. Чиновники так торопились, что даже не исправили очевидные ляпы. Например, в документе говорится, что «в отношении дизельного топлива с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года применяется ставка акциза, определяемая из расчета 7 665 рублей за литр» (!) Как вам такая вот стоимость литра дизельного топлива?

О том, что проект закона был плохо подготовлен, говорит и тот факт, что, еще до первого чтения, в кабинеты Госдумы потянулись многочисленные ходяки с предложениями о внесении изменений и дополнений в проект закона. Полагаю, уже одно это должно было дать повод задаться вопросами о качестве выносимого на обсуждение законопроекта. Но этого, к сожалению, не случилось.

Законопроект предлагает иную, чем сейчас, формулировку понятия «средние дистилляты». Верхняя граница плотности жидких углеводородов, относимых к этой группе, оставлена неизменной – 930 кг/м³ при 20° Цельсия. Наряду с этим предлагается исключить нижнюю границу (сейчас – 750 кг/м³), что возражений не вызывает.

В результате отнесения к средним дистиллятам более широкого круга продукции федеральный бюджет страны получит дополнительный ежегодный доход в размере 16,5 млрд рублей

Необоснованной и неправильной представляется идея исключить из критериев принадлежности к средним дистиллятам параметры фракционного состава (сейчас указано, что не менее 90% углеводородной смеси перегоняется при температуре 215–360°). Между тем именно фракционный состав наиболее полно характеризует нефтепродукт и позволяет фискальным органам проводить обоснованное налоговое администрирование деятельности предприятий.

Авторы законопроекта предлагают отказаться от нынешней практики, когда к средним дистиллятам не относятся бензол, параксилон, ортоксилон и конденсат газовый стабильный. Таким образом, группа средних дистиллятов стала шире. Но наряду с этим критерии отнесения жидких углеводородных смесей к числу средних дистиллятов дополнены внушительным списком исключений, инициированных лоббистами из ВИНК.

Между тем около 30% производимых в стране нефтепродуктов приходится на долю мало- и среднетоннажных НПЗ. Вопреки расхожему мнению, это не «подпольные производства», а официально включенные в государственный реестр НПЗ; их регулярно проверяют Ростехнадзор, правоохранительные и налоговые органы. Многие

ПРОФИЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

К производственным мощностям по переработке средних дистиллятов законопроект предлагает относить следующие виды технологического оборудования:

- ✓ установка первичной переработки нефти;
- ✓ установка гидроочистки углеводородных фракций;
- ✓ установка каталитического крекинга;
- ✓ установка гидрокрекинга;
- ✓ установка каталитического риформинга;
- ✓ установка деасфальтизации гудрона пропаном;
- ✓ установка селективной очистки масел фенолом;
- ✓ установка селективной очистки масел N-метилпирролидоном;
- ✓ установка депарафинизации рафинатов;
- ✓ установка производства масел 3-й группы;
- ✓ установка гидроизодепарафинизации;
- ✓ установка гидроочистки масел и парафинов.

При этом технологическое оборудование в обязательном порядке должно иметь средства измерений для определения количества средних дистиллятов, направленных на переработку.

При оформлении налоговых вычетов, к акцизам на средние дистилляты, произведенные на указанном выше оборудовании, применяется коэффициент 2. В иных случаях выбытия (использования) средних дистиллятов применяется коэффициент, равный 1.

Вычетам подлежат умноженные на коэффициент, установленный настоящим пунктом, суммы акциза, исчисленные при совершении операций, указанных в подпунктах 32 и 33 пункта 1 статьи 182 настоящего Кодекса, при представлении документов, предусмотренных пунктом 25 статьи 201 настоящего Кодекса.

При переработке средних дистиллятов на производственных мощностях по переработке средних дистиллятов, указанных в пункте 8 статьи 179б настоящего Кодекса, применяется коэффициент, равный 2. В иных случаях выбытия (использования) средних дистиллятов применяется коэффициент, равный 1.

из них активно инвестируют в модернизацию и технологическое перевооружение.

Эти НПЗ являются важной опорой независимых нефтедобывающих предприятий, которые 85% извлеченных из недр жидких углеводородов перерабатывают на территории России, в том числе порядка 40% сырья идет на независимые НПЗ.

Экспертное сообщество еще не пришло к единому мнению относительно уточнения идентификационных признаков средних дистиллятов

БЕЗ ВИНЫ ВИНОВАТЫЕ

Давайте попробуем оценить последствия вступления в силу предлагаемых правительством изменений в части расширения подакцизной группы средних дистиллятов. На мой взгляд, это будет иметь самые негативные последствия не только для нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего секторов экономики страны, но и для других отраслей народного хозяйства, включая горнодобывающую, горно-обогатительную, энергетическую, металлургическую, сельскохозяйственную, лесную, дорожную, жилищно-коммунальную.

Технологическое оборудование и техника, применяемые в указанных отраслях (например, двигатели геологоразведочных самоходных буровых установок, трелевочные трактора с различной конструкцией технологического оборудования, котельные установки, строительные и дорожные машины, дизельные электростанции, силовые дизельные агрегаты с низкими и средними оборотами, теплоэнергетические установки с горелками для сжигания жидкого топлива и т. д.), используют топливо с более низкими качественными характеристиками по сравнению с Евро-5. Это топливо может включать различные фракции первичной и /или вторичной переработки нефти, газового конденсата, попутного нефтяного газа, горючих сланцев, а именно: мазута первичной перегонки, крекинг-остатка, тяжелого газойля, легкого газойля, а также отходы масляного производства.

Требования к качеству топлива устанавливаются заводами-производителями двигателей/агрегатов. Таким образом, топливо для технологического оборудования и спецтехники является оправданной альтернативой использования топлива класса Евро-5.

ЕВРО-5 ДЛЯ СЕЯЛКИ?

По своей сути, топливный акциз является сбором с владельцев автомобильной техники, которая передвигается по федеральным и региональным трассам. Ездишь по дорогам – будь добр, внеси посильный вклад в дорожный фонд, средства которого расходуются на ремонт и развитие дорожной сети страны. Это справедливо.

ПРАВИЛО И ИСКЛЮЧЕНИЯ

Проект правительственных поправок в Налоговый кодекс предлагает обновить критерии отнесения нефтепродуктов к средним дистиллятам. Оговаривается, что это смеси углеводородов в жидком состоянии, полученные в результате первичной и (или) вторичной переработки нефти, газового конденсата, попутного нефтяного газа, горючих сланцев, значение показателя плотности которых не превышает 930 кг/м^3 при температуре 20 градусов Цельсия.

К этому общему правилу прилагается обширный перечень исключений. Не относятся к средним дистиллятам:

- прямогонный бензин, циклогексан, конденсат газовый стабильный, автомобильный бензин;
- фракция, полученная в результате алкилирования (олигомеризации) углеводородных газов;
- фракция, массовая доля метил-трет-бутилового эфира и (или) иных эфиров и (или) спиртов в которой не менее 85%;
- фракция, полученная в результате окисления и этерификации олефинов, ароматических углеводородов, спиртов, альдегидов, кетонов, карбоновых кислот;
- фракция, полученная в результате гидрирования, гидратации и дегидрирования спиртов, альдегидов, кетонов, карбоновых кислот;
- фракция, массовая доля бензола и (или) толуола и (или) ксилола (в том числе параксилола и ортоксилола) в которой не менее 85%;
- фракция, массовая доля пентана и (или) изопентана в которой не менее 85%;
- авиационный керосин, дизельное топливо;
- смазочные материалы, в том числе моторные масла для дизельных и (или) карбюраторных (инжекторных) двигателей;
- продукты нефтехимии, получаемые в процессах пиролиза, дегидрирования, алкилирования, окисления, гидратации, этерификации;
- иные продукты, представляющих собой смесь углеводородов в жидком состоянии, содержащих более 30% ароматических, непредельных и (или) кислородсодержащих соединений.

Но упомянутые выше агрегаты и оборудование никогда не покидают территорию предприятий, зачастую находятся в отдаленных районах, где нет дорог (одни лишь направления) и автозаправок. О каком акцизе в этом случае может идти речь?

Экспертное сообщество еще не пришло к единому мнению относительно уточнения идентификационных признаков средних дистиллятов

Очевидно, что принятие в новой редакции закона о повышении акцизов и расширение перечня нефтепродуктов, подлежащих обложению акцизами, неизбежно приведет к значительному росту цен по всей товарно-производственной цепочке. Потребители будут вынуждены приобретать более дорогое топливо или возвращаться к опасному и неэффективному сжиганию сырой нефти и газового конденсата.

Например, в сельском хозяйстве широко применяются оборудование и техника, работающие на топливе с характеристиками, отличными от Евро-5: сеялки, сушилки, веялки, транспортеры и т.д. И доля топлива в себестоимости конечной продукции составляет значительную часть. По-

пробуйте предложить сельхозпроизводителям покупать топливо на 8–10 тыс. рублей за одну тонну дороже, чем они приобретают сейчас.

Надо ли объяснять, что вся сельхозпродукция – от хлеба до всех прочих, без исключения, продуктов питания – подорожает? Что ж – встретим год выборов Президента России ростом цен на всех направлениях?! Аналогичная ситуация складывается и в других отраслях народного хозяйства.

УДАР ПО НЕЗАВИСИМЫМ

Что касается моей родной отрасли – нефтепереработки, здесь ситуация еще сложнее. По общепринятым оценкам, одно рабочее место в нефтяной отрасли создает примерно пять мест в других отраслях. По данным Росстата, на малых и средних НПЗ, не входящих в ВИНК, и независимых нефтедобывающих предприятиях трудится около 200 тыс. человек. С учетом членов семей работников независимой нефтедобычи и переработки, а также мультипликативного эффекта, пострадать от реализации акцизных новаций могут как минимум около 1 млн человек.

Пострадать в буквальном смысле! Сокращение зарплат, остановка предприятий, невозможность найти работу в условиях ограниченного предложения на рынке труда в регионах России. Очевидно, что местные бюджеты органов власти, на чьих территориях находятся

СТАВКИ АКЦИЗОВ НА НЕФТЕПРОДУКТЫ

Виды подакцизных товаров	Налоговая ставка, руб./т			
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Автомобильный бензин:				
Не соответствующий классу 5	13 100	13 100	13 100	13 624
Класса 5	10 130 *	11 892	12 314	12 752
Дизельное топливо	6 800 **	8 258	8 541	8 835
Моторные масла для дизельных и (или) карбюраторных (инжекторных) двигателей	5 400	5 400	5 400	5 616
Прямогонный бензин	13 100	13 100	13 100	13 100
Бензол, параксиллол, ортоксиллол	2 800	2 800	2 800	2 800
Авиационный керосин	2 800	2 800	2 800	2 800
Средние дистилляты	7 800	8 112	8 436	8 773

* В первом полугодии – 11 213 руб./т

** В первом полугодии – 7 665 руб./т

Источник: Налоговый кодекс РФ (2017 г.), законопроект Правительства РФ (2018–2020 гг.)

малые и средние предприятия добычи и переработки нефти, не получают налогов от деятельности этих предприятий.

Никакого отношения к борьбе с контрафактным топливом на АЗС предлагаемые исключения из общего правила не имеют

Зададимся вопросом: кому выгодны обсуждаемые изменения в Налоговый кодекс и кто может стать главным выгодоприобретателем? Главным бенефициаром этого действия станут крупные вертикально интегрированные компании. Законопроект содержит обширный перечень нефтепродуктов, на которые акцизные правила в отношении средних дистиллятов не должны применяться (см. «Правило и исключения»). Все эти изъятия дают преференции крупным компаниям, в том числе нефтехимическим предприятиям, так или иначе входящим в структуры ВИНК или связанным с ними. Ответственно заявляю: никакого отношения к борьбе с контрафактным топливом на АЗС предлагаемые исключения из общего правила не имеют!

БОИ БЕЗ ПРАВИЛ?

Что будет дальше? А просто – беда! Произойдет передел рынка нефтепродуктов в пользу ВИНК за счет вытеснения с него малых и средних предприятий. Так как крупные компании смогли внести исключения в проект закона по своей номенклатуре продукции, они и предложат потребителям альтернативу топливу Евро-5. Произойдет это за счет доли малых и средних независимых предприятий и по более высокой цене. Другими словами – нерыночная конкуренция с использованием административного ресурса живет и процветает!

На самом высоком государственном уровне постоянно говорится о развитии и необходимости поддержки малого и среднего бизнеса. Фактически же мы видим постоянное ужесточение условий работы для небольших предприятий и внесение в правила игры исключений для крупных игроков.

Считаю, что проект закона о внесении изменений в Налоговый кодекс требует тщательной проработки и оценки рисков негативных экономических последствий в случае его одобрения. Необходимо его широкое обсуждение и согласие всех заинтересованных сторон – крупных ВИНК, независимых производителей и представителей научного сообщества. Возможности для конструктивной дискуссии и взвешенных решений еще остаются. 🚩



Формула с подвохом

Действующие налоговые правила и парадоксы газодобычи

ВИТАЛИЙ ЕРМАКОВ

Заведующий Центром анализа энергетической политики НИУ ВШЭ

ДАРЬЯ КИРОВА

Эксперт Центра анализа энергетической политики НИУ ВШЭ

В эпоху низких цен на сырьевые товары вечный конфликт интересов производителей углеводородов и государства относительно оптимальной величины налоговой нагрузки разгорается еще сильнее. В России, бюджет которой формируется главным образом за счет нефтегазовых налогов, эта проблема носит особенно острый характер.

Преследуя благую цель создания более стабильного и справедливого способа взимания налогов, в 2014 году государство предложило дифференцированную систему налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для российского природного газа. Но применение этой модели на практике привело к непредвиденным последствиям.

В условиях профицита свободных производственных мощностей у ПАО «Газпром» появилась возможность выбирать между высокой и низкой ставкой НДПИ, увеличивая добычу на льготированных месторождениях и снижая добычу на тех, где льготы отсутствуют. В результате государство уступило контроль над важнейшими инструментами влияния на экономически оптимальный выбор портфеля добывающих газовых активов. Одновременно кривая себестоимости добычи российского газа без учета налогов сместилась вверх, так как в добыче выросла доля льготированных месторождений с более высокой себестоимостью (не включая НДПИ). Это увеличивает общую себестоимость поставок и снижает традиционное конкурентное преимущество российской газовой отрасли.

Падение цен на газ вновь обостряет вопрос распределения ренты между правительством и производителями газа. Эта непрекращающаяся уже на протяжении 25 лет борьба с высокими ставками сегодня подогревается новым вызовом: как справиться с сокращением налоговых поступлений? Этот вызов встал на пути всех стран, бюджеты которых зависят от нефтегазовых поступлений, включая Россию.

ОБМАНУТЫЕ НАДЕЖДЫ

В России налог на добычу полезных ископаемых является инструментом изъятия природной ренты со всех видов минеральных ресурсов, включая газ, нефть и газовый конденсат, на которые приходится львиная доля доходов федерального бюджета (см. «Нефтегазовые доходы в Федеральном бюджете России»).

Выбор российских властей пал на взимание ренты с выручки, а не с прибыли, в силу того, что такой метод более предсказуем и легок в администрировании. Исторически рента перераспределялась в пользу внутренних потребителей с помощью субсидий в форме низких цен на газ. Одновременно с этим налоговые поступления со стороны газового сектора относительно невелики по сравнению с нефтяной отраслью и составляют 7% от общих доходов бюджета в 2016 году (см. «Нефть и газ: доли доходов в Федеральном бюджете»).

Структура НДСПИ также иллюстрирует меньшее значение газа в нефтегазовых поступлениях по сравнению с нефтью: его доля колеблется в пределах 10% (см. «Структура поступлений НДСПИ: газ, газовый конденсат и нефть»).

С 2005 по 2011 год применялась единая ставка НДСПИ на газ. Недропользователи платили 147 рублей за тысячу кубометров добытого газа. Увеличение внутренних цен на газ обусловило пересмотр ставки НДСПИ в сторону повышения в 2012 году. Наряду с этим было представлено еще одно нововведение: в силу эксклюзивного доступа «Газпрома» к высокомаржинальному экспортному рынку было решено дифференцировать ставку НДСПИ по критерию аффилированности недропользователя с «Газпромом».

НЕФТЬ И ГАЗ: ДОЛИ ДОХОДОВ В ФЕДЕРАЛЬНОМ БЮДЖЕТЕ



Источник: Минфин, Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

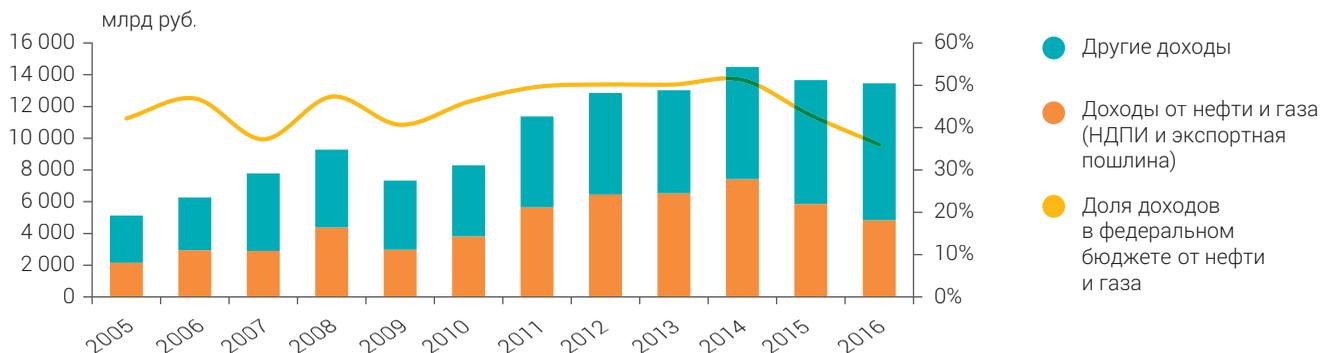
Июль 2014 года ознаменовался введением, как предполагалось, более совершенного и эффективного механизма дифференциации. Он заменил единую ставку налога на сложную формулу, компоненты которой отражают ряд геологических, географических и технических характеристик залежи газа (см. «Ставки НДСПИ на газ для «Газпрома» и независимых»).

Переход к формульному исчислению НДСПИ был мотивирован благими намерениями, однако результат внедрения нового механизма принес и сюрпризы ввиду неучтенных рыночных реалий.

Планировалось, что новая система будет способствовать прозрачности и предсказуемости доходов государства, а также станет стимулировать разработку трудноизвлекаемых запасов газа. Этого, однако, не произошло.

Значительное различие ставок НДСПИ по индивидуальным месторождениям привело к искажению стимулов

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ДОХОДЫ В ФЕДЕРАЛЬНОМ БЮДЖЕТЕ РОССИИ



Источник: Минфин, Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

по приоритетности разработки месторождений с наименьшей себестоимостью. Ставки НДС для новых месторождений на Ямале были значительно снижены, в то время как старые месторождения в традиционных добычных центрах вынуждены нести более тяжелое налоговое бремя.

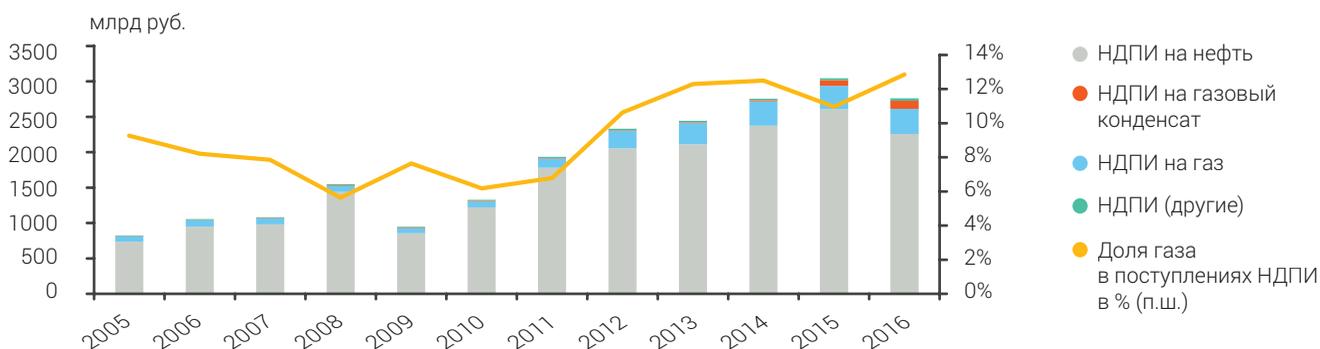
Выравнивая общую себестоимость добычи после налогов для новых и старых месторождений, государство, несомненно, исходило из того, что себестоимость добычи газа из сеноманских залежей в традиционных регионах добычи (главным образом, в Надым-Пур-Тазе) относительно низка. Однако затраты «Газпрома» на добычу газа больше не являются низкими, особенно в сравнении с ценами и себестоимостью сланцевого газа в США (см. «Себестоимость газа, добываемого "Газпромом"»).

ПРИОРИТЕТЫ И ПРЕДПОЧТЕНИЯ

Время принятия решения о значительном увеличении НДС на газ в России пришлось на начало падения добычи на старых месторождениях. Именно эти месторождения, оставшиеся в наследство от советской эпохи, являлись источником поставок на экспортный и внутренний рынки на протяжении последних 20 лет.

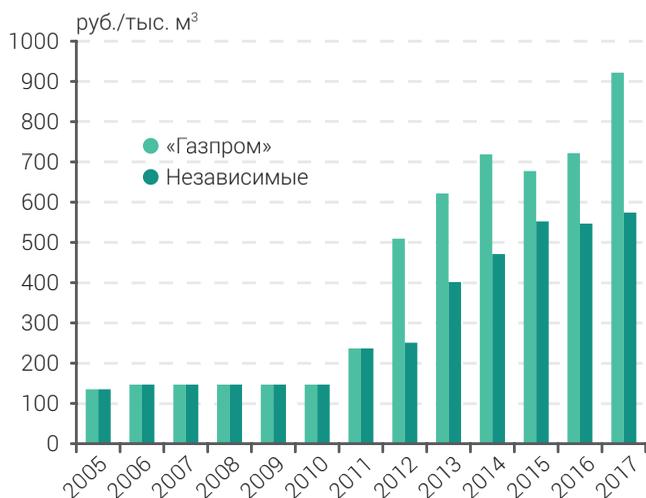
Будущий рост на десятилетия вперед должен был обеспечить переход к разработке нового поколения гигантских месторождений на Ямале. Замысел заключался в том, чтобы в начале 2000-х годов удерживать под контролем темпы падения добычи на старых месторождениях, одновременно вводя в производство новые мощности целого ряда меньших месторожде-

СТРУКТУРА ПОСТУПЛЕНИЙ НДС: ГАЗ, ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ И НЕФТЬ



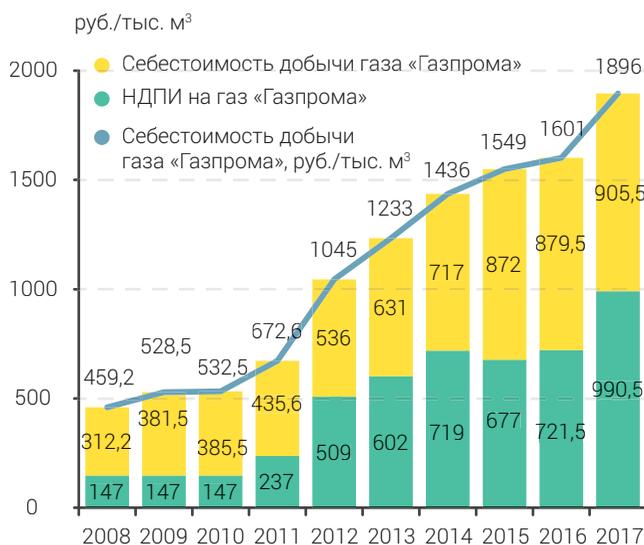
Источник: Минфин, Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

СТАВКИ НДС НА ГАЗ ДЛЯ «ГАЗПРОМА» И НЕЗАВИСИМЫХ



Источник: Налоговый кодекс, Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

СЕБЕСТОИМОСТЬ ГАЗА, ДОБЫВАЕМОГО «ГАЗПРОМОМ»



Источник: «Газпром», Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

ний в Надым-Пур-Тазе и импортируя газ из Средней Азии.

С середины 2000-х начались масштабные инвестиции в развитие новой газовой провинции на Ямале. Переход был успешно осуществлен с запуском нового супергиганта: в 2012 году добыча началась на Бованенково. Другое знаменательное событие в хронике «Газпрома» связано с Заполярным месторождением, последним из крупнейших месторождений в Надым-Пур-Тазе, где совокупная добыча достигла отметки в 1 трлн м³ в 2012 году (см. «Ключевые тенденции добычи газа в России»).

Падение цен на газ вновь обостряет вопрос распределения ренты между правительством и производителями газа

Все бы хорошо, но рост российских производственных мощностей в газовой отрасли совпал по времени с падением спроса. Оптимистичные прогнозы его роста в Европе и России не оправдались. Дисбаланс объемов подготовленных добычных мощностей и потребления образовал существенный навес свободных мощностей. На начало 2017 года, согласно заявлению главы ПАО «Газпром» Алексея Миллера, профицит предложения у компании составил более 150 млрд м³.

При такой рыночной конъюнктуре появляется новый рычаг снижения затрат, а именно балансировка объемов добычи между месторождениями с разными

ставками НДС. Так, низкая ставка НДС на Бованенково по сравнению со ставкой на газ с Заполярного месторождения обеспечивает последнему участь «балансировщика».

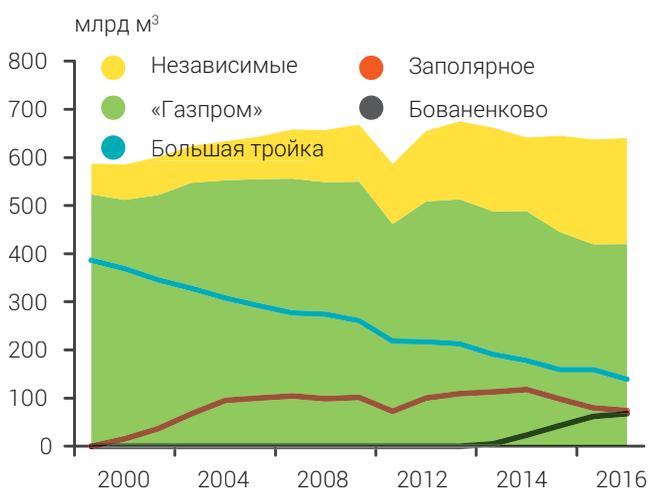
Данная стратегия вызывает понятную озабоченность, так как вместо того, чтобы приоритизировать добычу своего низкозатратного (до вычета налогов) газа, российское правительство фактически побуждает компании отказаться от добычи дополнительных объемов на части этих активов в пользу добычи высокозатратного льготированного газа (см. «Структура себестоимости добычи газа»).

Более того, здесь скрыта не только проблема эффективного перераспределения ренты. В связи с тем, что НДС взимается вне зависимости от прибыльности месторождения, более высокая ставка НДС сдвигает кривую себестоимости газа вверх – под себестоимостью понимается сумма капитальных затрат на бурение и обустройство месторождения и операционных затрат, включающих затраты на добычу, транспортировку до магистрального трубопровода и административные расходы (см. «Кривая себестоимости добычи газа в России»).

Старые месторождения с относительно низкими затратами на добычу могут справиться с высокими выплатами НДС. Однако это ведет к увеличению темпов падения добычи на старых месторождениях.

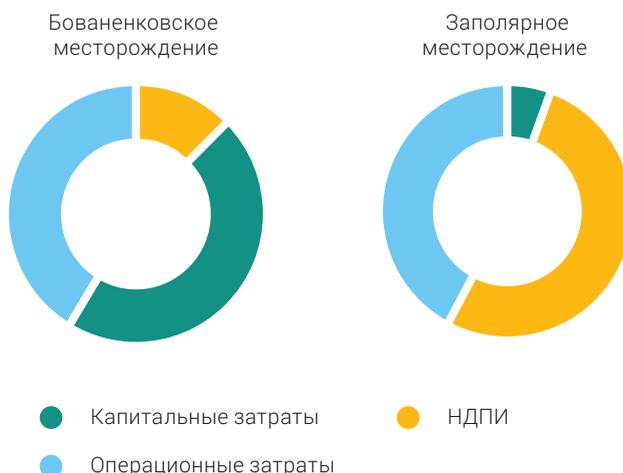
Иная ситуация складывается с новыми месторождениями. Уплачиваемый ими НДС гораздо ниже, что является фактической налоговой льготой. В дополнение к этому, многие месторождения не смогли бы выйти на уровень рентабельной добычи, если бы не добывали газовый конденсат совместно с газом. Именно реализация газового

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ДОБЫЧИ ГАЗА В РОССИИ



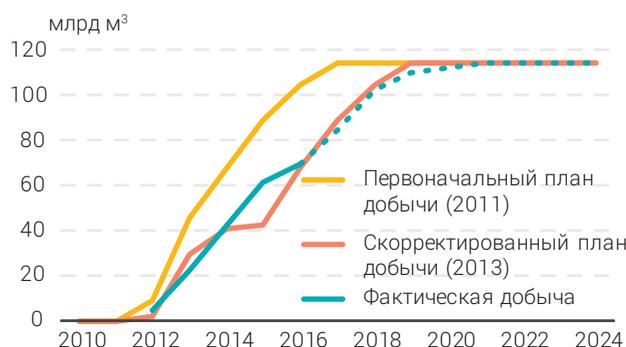
Источник: МПР, Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ ГАЗА, 2016 г.



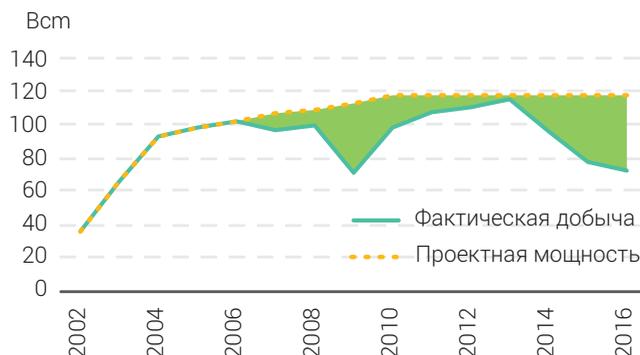
Источник: Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

ДОБЫЧА ГАЗА НА БОВАНЕНКОВО



Источник: МПР, Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

ЗАПОЛЯРНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: ДОБЫЧА И ПРОЕКТНАЯ МОЩНОСТЬ



Источник: МПР, Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

конденсата удерживала рентабельность многих российских газовых проектов на приемлемом уровне.

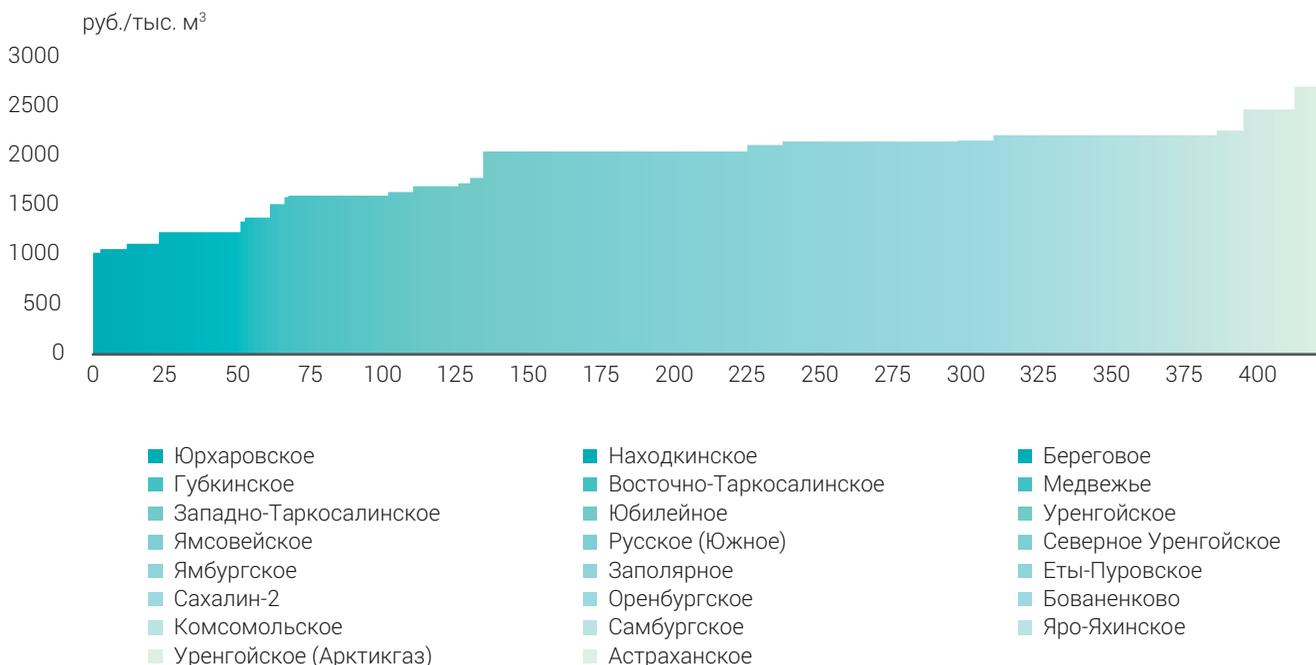
БРИЛЛИАНТЫ В КОРОНЕ «ГАЗПРОМА»

Заполярное и Бованенковское месторождения – крупнейшие бриллианты в портфеле активов «Газпрома». Различия в географическом положении и типе разработки (старое и новое) двух месторождений с залежами сеноманского газа и схожей геологической структурой нашли отражение в значительном разрыве

между ставками НДПИ: 917 против 277 руб./тыс. м³ на Заполярном и Бованенково соответственно. Таким образом, максимизация добычи на Бованенково при снижении добычи газа на месторождениях с более высокими налогами (в условиях профицита добычных мощностей и ограничениях по спросу) сулит ПАО «Газпром» серьезные налоговые выгоды.

И действительно, «Газпром» пересмотрел свою стратегию добычи на 2014–2016 годы, что, наиболее вероятно, объясняется вводом новой системы дифференцированного налогообложения. После первоначальной

КРИВАЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ ГАЗА В РОССИИ, 2016 г.



Источник: Центр изучения энергетической политики НИУ ВШЭ

чальных переносов запуска Бованенково «Газпрому» удалось увеличить добычу за два года, выйдя на траекторию запланированного роста (см. «Добыча газа на Бованенково»).

Обратный тренд наблюдается на Заполярном месторождении, которое является средством балансировки добычи «Газпрома», реагируя на изменения спроса. Ярким примером этому служит внезапное падение добычи вслед за общим падением спроса на фоне кризиса в 2009 году и столь же стремительное восстановление добычи, завершившееся выходом на проектный уровень добычи в 2013 году. Тем не менее уже в 2014–2016 годах добыча стала неуклонно сокращаться (см. «Заполярное месторождение: добыча и проектная мощность»).

Низкая ставка НДС на Бованенково по сравнению со ставкой на газ с Заполярного месторождения обеспечивает последнему участие «балансирующей»

Это наводит на предположение о том, что «Газпром» обладает инструментом балансировки, позволяющим перераспределять налоговую нагрузку с помощью решений приостанавливать или разгонять добычу на том или ином месторождении. Такая оптимизация налогового бремени становится особенно существенной в контексте государственного ручного управления формулой ставки НДС. Так, в 2017 году правительство с помощью коэффициента $C_{\text{сп}}$ (коэффициент, характеризующий экспортную доходность) увеличило НДС для «Газпрома» из-за недостаточного объема уплаченных компанией дивидендов за 2016 год.

Неутешительным выводом также становится то, что текущая налоговая система задает более высокие темпы

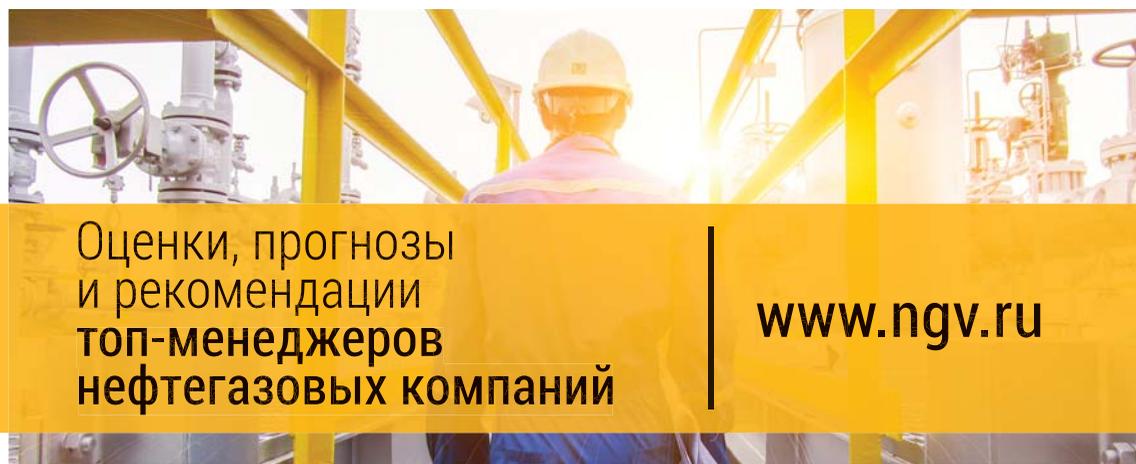
падения добычи для старых месторождений с высокой ставкой НДС. В результате некоторые месторождения могут быть выведены из разработки ранее экономически обоснованного срока, в то время как добыча будет осуществляться на более дорогих месторождениях, что повлечет за собой переход на более высокую кривую себестоимости и увеличение себестоимости газа в целом по стране.

ПОБЕДИТ СИЛЬНЕЙШИЙ

Низкие затраты на месторождениях в Надым-Пур-Тазе обеспечили России колоссальные конкурентные преимущества. Но сегодня география месторождений смещается севернее, а также на более глубокие горизонты со сложным компонентным составом газа и более высокими затратами на добычу. Это снижает конкурентоспособность России на мировых рынках, вопрос об укреплении которой стоит особенно остро на фоне технологических прорывов в Северной Америке и запуска целой плеяды СПГ-проектов. Важно отдавать себе отчет, что в будущем победа в битве за потребителя на рынках газа будет за производителями с низкими затратами.

Российские регуляторы, переходя на новую систему дифференцированного газового НДС, видимо, недооценили риски искажения стимулов в результате наличия свободных производственных мощностей и необходимости в балансировке добычей, особенно для ПАО «Газпром».

Внесение изменений в механизм налогообложения поможет обеспечить более эффективную разработку запасов газа в России и наряду с этим пополнить государственный бюджет. В качестве возможной альтернативы можно предложить метод взимания налогов с прибыли, что создаст дополнительные стимулы производить больше газа на месторождениях с меньшими издержками. Погоня за легким и краткосрочным решением проблемы пополнения бюджета может существенно ослабить позиции российской газовой отрасли на мировых рынках газа. 



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



Загадка дорогого бензина

Что движет ценами на моторное топливо в России?

ДЕНИС БОРИСОВ

ДМИТРИЙ ДЗЮБА

Московский нефтегазовый центр ЕУ

Почему стоимость бензина в России постоянно растет не только в условиях увеличения, но и падения мировых цен на нефть? Этот вопрос является одним из наиболее популярных, при этом ответ на него связан с комплексным характером системы ценообразования на моторные топлива в стране.

Безусловно, глобальная конъюнктура оказывает существенное влияние на российский рынок нефтепродуктов, однако важнейшую роль играет и отечественная система налогообложения, подверженная постоянным изменениям. В частности, уменьшение вывозных пошлин на нефтепродукты способствовало повышению так называемого экспортного нетбэка, что толкало вверх отпускные цены на НПЗ.

При этом весомый вклад в цены, которые водители видят на АЗС, вносят и косвенные налоги. В первую очередь акциз, который постоянно растет. В результате в последние годы динамика повышения цен на бензин далеко не всегда соответствовала ожиданиям потребителей.

Справедливости ради отметим, что бензин в России остается относительно дешевым по сравнению с большинством зарубежных стран. Тем не менее при определении дальнейшего направления фискальных реформ необходимо очень тщательно оценивать их последствия для конечных потребителей моторного топлива.

Времена, когда значительную часть нефтепродуктов, полученных при перегонке, выливали или сжигали как отходы производства, а целевой фракцией был керосин, давно ушли в прошлое. Много воды и нефтепродуктов утекло с тех пор: керосиновую лампу сменила лампа накаливания, а противостояние локомотива и грузовика закончилось победой последнего.

100 лет назад мир находился в состоянии перехода от одной структуры потребления энергоресурсов к другой. Во многом схожие процессы наблюдаются и сейчас. Стремление хозяйствующих субъектов конкурировать по затратам, экологические инициативы государств, приоритетность вопросов энергобезопасности, развитие технологий заставляют поверить в то, что глобальный энергетический переход уже начался. В текущих условиях, когда мы уже одной ногой практически шагнули в «Индустрию 4.0», но электромобили пока не заполнили улицы городов, актуально рассмотреть принципы ценообразования на традиционные моторные топлива.

МАНЕВР БЬЕТ ПО НЕТБЭКУ

Процесс ценообразования на внутри российском рынке нефтепродуктов подвержен влиянию различных факторов. Ключевыми среди них являются общемировая конъюнктура сырьевых рынков, состояние спроса и предложения (в том числе вследствие ремонтов на нефтеперерабатывающих заводах, изменения уровня запасов на нефтяных базах и т. п.), а также трансформация налоговой и таможенно-тарифной политики.

Несмотря на то, что автомобильный бензин экспортируется за пределы Таможенного союза в очень ограничен-

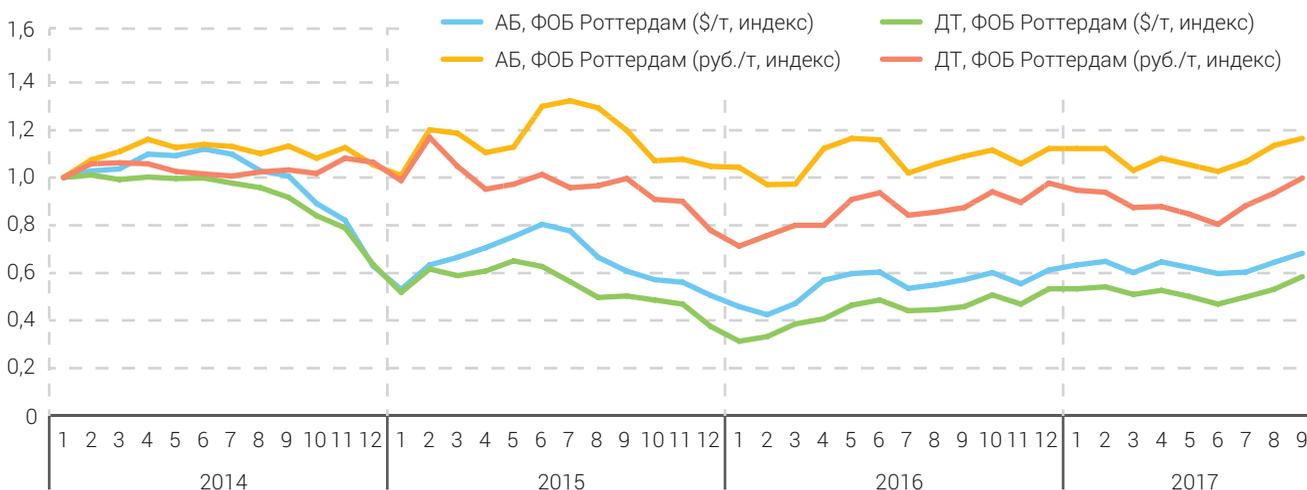
ных объемах (около 10% производства; для сравнения: по дизелю этот показатель превышает 50%), международные цены (то есть величина экспортной альтернативы) на данный нефтепродукт в значительной мере служили и служат ориентиром для установления цены внутри РФ. Поскольку глобальные цены на нефть/нефтепродукты и курс рубля к доллару имеют ярко выраженную зависимость, то при падении биржевых котировок моторных топлив ослабление национальной валюты во многом нивелирует для потребителей эффекты от конъюнктурных изменений. К примеру, на предыдущем пике цен, летом 2014 года, стоимость автомобильного бензина в Роттердаме составляла около \$1100/т, или более 38 тыс. руб./т по тогдашнему курсу. В сентябре 2017 года европейская цена находилась на уровне \$680/т, что в национальной валюте составило около 39 тыс. руб./т (см. «Европейские цены на нефтепродукты»).

В текущих условиях, пока электромобили не заполнили улицы городов, актуально рассмотреть принципы ценообразования на традиционные моторные топлива

При этом для российских производителей экспортной альтернативой, безусловно, является не собственно биржевая цена в Европе или Юго-Восточной Азии, а ее нетбэк. То есть цена, «очищенная» от стоимости транспорти-

ЕВРОПЕЙСКИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЕПРОДУКТЫ

\$ и руб. (индекс, 100 = январь 2014)



Источник: OPEC Secretariat, ЦБ РФ, оценка Московского нефтегазового центра EY

ровки и экспортной пошлины. Именно она обеспечивает равную доходность поставок внутри страны и за рубеж. В связи с особенностями механизма таможенно-тарифного регулирования на уровень нетбэка влияет изменение ставки экспортной пошлины (ЭП) как на нефть, так и на нефтепродукты.

Автомобильный бензин экспортируется в очень ограниченных объемах, но международные цены на данный нефтепродукт служат ориентиром для установления цены внутри РФ

За последние 10 лет ставки пошлин на нефтяное сырье и продукты его переработки менялись неоднократно. Наиболее значимыми этапами стали введение системы «60-66-90» (или «60-66») и осуществление двух налоговых маневров – малого и большого. В случае с «60-66» снижение ставки ЭП на сырую нефть с 65 до 60% (как мера поддержания экономики добычи и сокращения фискальной субсидии переработке) сопровождалось установлением высокой (практически запретительной) ЭП на бензин, на уровне 90% (в целях стабилизации ситуации на внутреннем рынке).

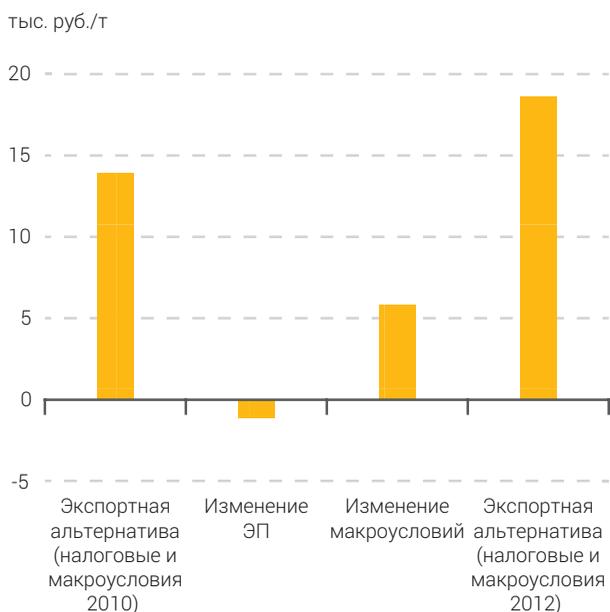
Непосредственным эффектом от ведения «60-66» стало уменьшение величины нетбэка по автомобильному бензину. По нашим оценкам, в 2011-2012 годах оно составило порядка 1 тыс. руб./т (см. «Факторный анализ изменения цен на АБ»). При этом благодаря улучшению рыночной конъюнктуры уровень экспортной альтернативы заметно вырос.

В дальнейшем, во время имплементации налоговых маневров, все изменения были направлены на повышение нетбэка по автомобильному бензину (равно как и по всем прочим светлым нефтепродуктам). При этом смещение фискального акцента в секторе upstream с экспортной пошлины на налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) привело к тому, что одновременно уменьшались и ставки пошлин на нефтепродукты (в части автомобильного бензина и других светлых нефтепродуктов). В результате за период с 2014 по 2017 год суммарный эффект от изменения ставок ЭП для рынка автомобильного бензина (то есть рост нетбэка по нефтепродукту), по нашим оценкам, превысил 10 тыс. руб./т (повышение было частично нивелировано падением мировых цен на нефтепродукты).

ТЯЖЕЛЫЙ «КОСВЕННЫЙ» ГРУЗ

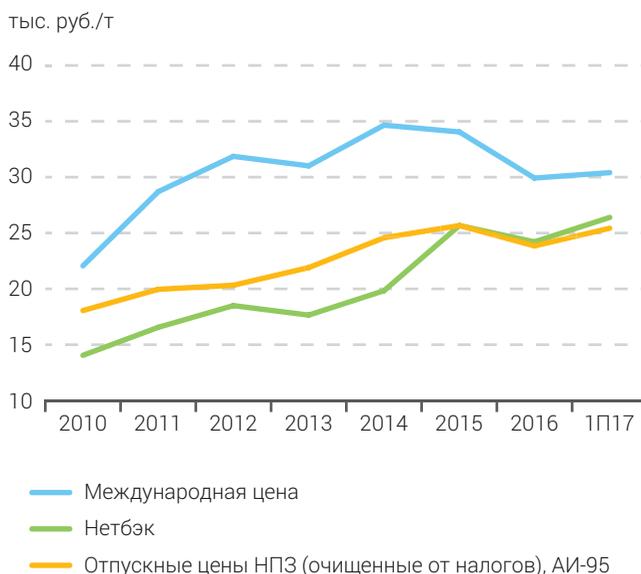
Наряду с «базисом» (нетбэк и соотношение спроса/предложения в отдельно взятый период времени) на уровень цен влияет и величина косвенных налогов. Ведь для получения сопоставимой экономики поставок

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕН НА АБ



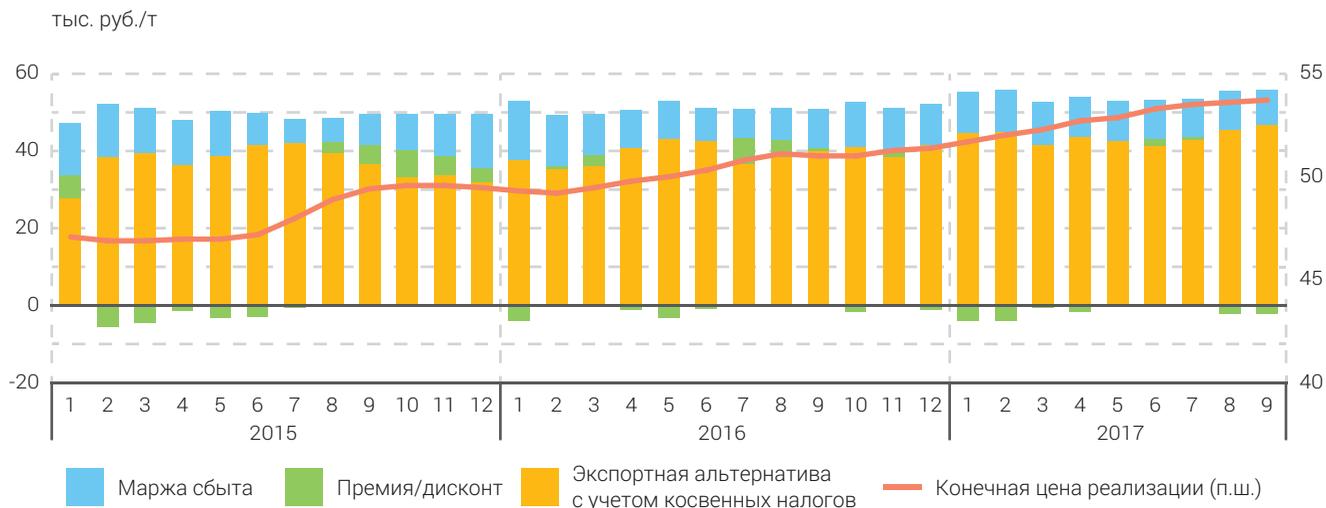
Источник: Bloomberg, оценка Московского нефтегазового центра EY

ЦЕНЫ НА БЕНЗИН (европейские, российские, экспортная альтернатива)



Источник: Росстат, Bloomberg, оценка Московского нефтегазового центра EY

ИЗМЕНЕНИЕ ЭКОНОМИКИ СБЫТА АВТОМОБИЛЬНОГО БЕНЗИНА В РФ (АИ-95)



Источник: Росстат, оценка Московского нефтегазового центра EY

валовая экспортная цена должна быть не только очищена от таможенной пошлины и стоимости транспортировки, но и скорректирована на сумму акциза и НДС.

По нашим расчетам, в настоящее время на косвенные налоги (акцизы и НДС) приходится порядка 43% цены на бензин («с ворот НПЗ»). Примечательно, что с 2006 года по 1 полугодие 2017-го налоговая составляющая в цене на бензин увеличилась примерно на 145%. Что, согласно данным Росстата, в целом соответствует накопленному росту потребительских цен за тот же период. При этом уровень внутренних цен (очищенный от косвенных налогов) увеличился всего на 85% (следствие изменения конъюнктуры и влияния «налоговых маневров»).

Во время имплементации налоговых маневров все изменения были направлены на повышение нетбэка по автомобильному бензину

Необходимо также отметить, что снижение уровня рублевого нетбэка по автомобильному бензину в 2011–2012 годах не приводило к каким-либо дефляционным явлениям на рынке. Главным образом за счет того, что сокращение чистой экспортной цены было с избытком компенсировано ростом акцизов (см. «Цены на бензин»).

При этом исторически отпускные цены НПЗ на автомобильный бензин имеют некоторые отклонения от приведенной экспортной цены. Это объясняется наличием так называемых премий и дисконтов внутреннего рынка. Одной из ключевых причин существо-

вания данных отклонений являются логистические ограничения и неравномерность поставок нефтепродуктов на территории РФ и на экспорт. Значительные транспортные плечи, ремонты (в том числе непредвиденные), а также изменение уровня запасов приводит к потере эффективности рынка с точки зрения экономической теории.

На протяжении ряда лет устойчивое существование премии также объяснялось локальными и сезонными дефицитами автомобильного бензина на рынке (примерно 1 млн тонн в год). Они компенсировались главным образом за счет поставок из Беларуси. Увеличение объема производства автомобильного бензина внутри России в последние годы, а также падение спроса на него стали предпосылками сокращения премии и возникновения дисконта.

Одной из ключевых особенностей отечественного налогообложения является то, что плательщиком акциза выступает нефтеперерабатывающее предприятие. Согласно ст. 182 гл. 22 Налогового кодекса РФ (часть вторая), объектом налогообложения признаются операции по «реализации на территории Российской Федерации лицами произведенных ими подакцизных товаров».

За рубежом в абсолютном большинстве случаев плательщиком выступает АЗС. В результате в российских условиях важным фактором является возможность транслирования изменения (повышения) акциза в конечную цену. По нашему мнению, возникновение дисконта по итогам 2016 года и девяти месяцев 2017 года служит свидетельством того, что повышение акциза, произошедшее с 1 января 2016 и с 1 апреля 2016, не было перенесено НПЗ в цену. Таким образом, несмотря на то, что по своей природе косвенные налоги являются налогами на потребление, на практике их рост может приводить к увеличению нагрузки на производителей, то есть на НПЗ.

Анализ дальнейшей цепочки сбыта позволяет увидеть экономические взаимосвязи НПЗ, опта и АЗС (см. «Изменение экономики сбыта автомобильного бензина в РФ»). Под маржой сбыта в данном случае подразумевается разница между ценой на АЗС и «с ворот НПЗ». Таким образом, показатель охватывает все этапы реализации нефтепродукта (НПЗ – опт – розница).

Отпускные цены НПЗ на автобензин имеют отклонения от приведенной экспортной цены. Это объясняется наличием премий и дисконтов внутреннего рынка

По нашей оценке, в зависимости от изменения уровня нетбэка и размера премии/дисконта внутреннего рынка меняется и маржа сбыта. При этом изменение конечной цены на бензин (на АЗС) во многом соответствует темпам инфляции потребительских цен (см. «Сопоставление динамики цен на АЗС...»).

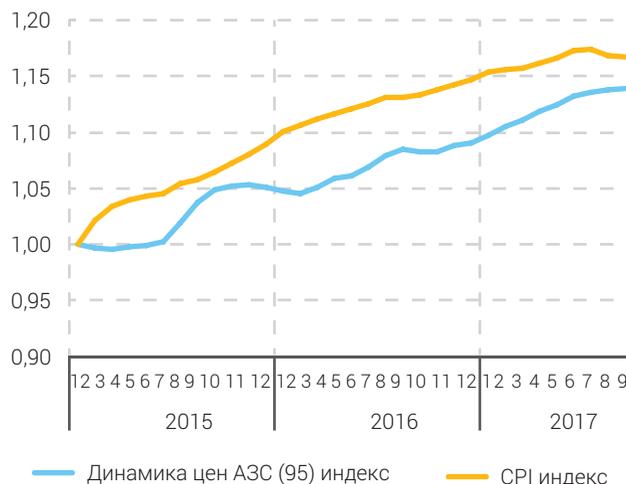
Таким образом, за счет формирования дисконта внутреннего рынка (несмотря на рост акцизов) сбытовой цепочке удалось в некоторой степени восстановить уровень валовой маржи. В итоге продажи автомобильного бензина со стороны НПЗ на уровнях ниже экспортной альтернативы не нашли полного отражения в конечных ценах.

ПО КАРМАНУ ЛИ БЕНЗИН?

Можно однозначно утверждать, что таможенно-тарифная и налоговая составляющие играют не последнюю роль в ценообразовании. Как мы уже отметили, на косвенные налоги приходится более 40% конечной цены на автомобильный бензин. Вопрос о том, много это или мало, является философским. Например, в США данный показатель в среднем составляет 20%, в то время как в странах Европы находится в районе 60–65%. При этом хорошо известно, что по уровню цен на моторные топлива (в долларовом эквиваленте) наша страна выглядит крайне привлекательно с точки зрения потребителей.

Однако понятие дешевизны или дороговизны товара не может быть определено исключительно на основании абсолютных значений. Необходимо также рассмотреть относительные величины. Несмотря на определенную условность подобного подхода, можно рассчитать соотношение показателя реальных располагаемых доходов на душу населения к розничной стоимости бензина (то есть объем топлива, который можно условно приобрести). По данному показателю горячее в России также довольно доступно. Реальные располагаемые доходы (оцененные по методике ОЭСР) в России можно конвертировать примерно в 19 тонн

СОПОСТАВЛЕНИЕ ДИНАМИКИ ЦЕН НА АЗС (АИ-95) И ТЕМПОВ РОСТА ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ЦЕН В СРЕДНЕМ ПО РФ



Источник: Росстат, оценка Московского нефтегазового центра EY

моторного топлива. А в таких европейских странах, как Германия, Франция, Великобритания и Испания, этот показатель колеблется в диапазоне 13–17 тонн в год. Но зато в США он достигает порядка 50 тонн в год. Однако едва ли стоит торопиться с выводами. Как видно, простой бенчмаркинг по одному показателю не дает целостной картины. Ведь моторное топливо является далеко не единственной статьёй расходов для потребителей в России.

Реальные располагаемые доходы в России можно конвертировать примерно в 19 тонн моторного топлива

Если принять во внимание различные факторы и аспекты работы нефтеперерабатывающей отрасли России в целом и топливного рынка в частности, становится очевидно, что дальнейшие изменения налоговой составляющей (к которой мы для упрощения понятий относим и ЭП) должны быть тщательно просчитаны. Последствия повышения акцизов зачастую непредсказуемы. И фактический дисконт по отношению к уровню экспортной альтернативы может давать неправильные экономические сигналы участникам рынка. При этом рост нагрузки на потребителя (через повышение нетбэка за счет изменения ставок пошлин или увеличения косвенных налогов и более эффективного их транслирования) также имеет ограничения. В долгосрочной перспективе он должен рассматриваться не только в фискальном, но и общеэкономическом контексте. 📌



ОБЪЕДИНЕННАЯ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ

НОВАЯ МАРКА СТАЛИ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

О5ХГБ

ПОВЫШЕННАЯ СТОЙКОСТЬ
К H_2S И CO_2 КОРРОЗИИ

ХОРОШАЯ СВАРИВАЕМОСТЬ
С АНАЛОГАМИ

ВЫСОКАЯ АДГЕЗИЯ ПРИ НАНЕСЕНИИ
АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ

НИЗКАЯ СКОРОСТЬ
ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ
ВЫГОДА



СТАБИЛЬНА В КАЧЕСТВЕ
НАДЕЖНА В ЭКСПЛУАТАЦИИ
ТЕХНОЛОГИЧНА В ПРОИЗВОДСТВЕ
УВЕЛИЧИВАЕТ СРОК СЛУЖБЫ ТРУБОПРОВОДОВ

www.omk.ru



Как снизить налоговые риски?

АЛЕКСАНДРА КОНОВА

«Делойт», СНГ

ОЛЬГА ЖУКОВА

ПАО «Газпром»

В чем заключается современная налоговая функция в нефтегазовых компаниях? Каковы ее цели, особенности и параметры будущего развития? Такие вопросы возникают все чаще и чаще на фоне быстро меняющегося налогового законодательства.

Налоговым директорам приходится решать все более сложные задачи. Чем перспективнее становится налоговая функция как направление, тем динамичнее выстраиваются ее связи внутри холдингов с финансовой, юридической, бухгалтерской и коммерческими службами.

В условиях неопределенности большое значение приобретают централизация, регламентация, унификация и контроль над реализацией. Управление эффективной налоговой ставкой в группе компаний и единая групповая налоговая методология становятся насущными проблемами налогового специалиста.

Сегодня эффективность всех внутригрупповых процессов в крупных российских организациях постоянно повышается. В этой связи как никогда актуальной является задача построения налоговой функции и управления ею. Особенно это касается вертикально интегрированных компаний-холдингов. В сырьевом секторе экономики РФ, включающем ряд ключевых для нашей страны отраслей – нефтегазовую промышленность, черную и цветную металлургию, химический комплекс, – распространены именно вертикально интегрированные группы.

Крупнейшими налогоплательщиками традиционно являются компании нефтегазовой отрасли, за ними по объему налоговых поступлений в федеральный и ряд региональных бюджетов следуют металлургические комбинаты. Поэтому от налоговой стратегии и политики этих холдингов зависит дальнейшее качество налогового администрирования, уровень компетенций, развиваемых у налоговых специалистов данных государств в государстве.

РОЛЬ НАЛОГОВОЙ ФУНКЦИИ

Налоговая функция не является самостоятельной и не может быть таковой, поскольку встроена в иные процессы организации. Вместе с тем именно недостатки в управлении налоговой функцией видны в первую очередь. Так, весьма неприятны ситуации, связанные с дончислениями в рамках налогового контроля или значительным оттоком денежных средств на уплату налогов по сделке (если на этапе планирования в бюджет организации не была заложена нужная величина налоговой нагрузки). Именно поэтому налоговая служба либо является составной частью финансовой, либо непосредственно подчиняется ей (или финансовому директору). Такой подход оправдан именно в связи с объективной необходимостью качественного планирования налоговой нагрузки в рамках финансовой функции.

Иной вариант развития налоговой функции строится на учетной функции, призванной отражать все хозяйственные операции на основании фактических подтверждающих документов. В ряде организаций такая налоговая функция выделяется как раз в составе подразделений, которые ведут бухгалтерский и налоговый учет. Это обусловлено тем, что налоговые специалисты либо разрабатывают методологические позиции, либо непосредственно ведут налоговый учет в организации. При этом, владея фактической информацией о налоговых платежах и сравнительными данными по разным отчетным и налоговым периодам, налоговые специалисты в учетной функции также могут участвовать в налоговом планировании (в части планирования и прогнозирования налоговых платежей, совместно с финансовой службой).

СКАЧКООБРАЗНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ

В связи с тем, что теоретические основы построения лучших налоговых функций были разработаны западными специалистами (имеются в виду транснациональные

корпорации), их выводы следует адаптировать к российским реалиям.

Для российской налоговой системы характерны постоянные изменения. Рассмотрим наиболее значимые из них. Так, 1 января 2006 года был осуществлен перевод уплаты НДС с метода «по оплате» на метод «по отгрузке». С 1 января 2012 года были введены новые правила трансфертного ценообразования, а также вступили в силу изменения, позволяющие крупным холдингам создавать консолидированные группы налогоплательщиков.

1 января 2015 года в часть первую Налогового кодекса РФ была введена отдельная глава 14.7 «Налоговый мониторинг. Регламент информационного взаимодействия». Кроме того, вступили в силу изменения, регламентирующие порядок налогообложения прибыли контролируемых иностранных компаний и составления налоговой отчетности по ним.

С 19 августа 2017 года действуют законодательные изменения, определяющие пределы осуществления прав по исчислению налоговой базы и / или суммы налога (сбора, страховых взносов).

Наконец, 1 января 2018 года должны вступить в силу изменения, касающиеся формирования мастер-файлов межстрановой отчетности. Речь идет о законопроекте № 231414-7 «О внесении изменений в Налоговый кодекс Российской Федерации (в связи с реализацией международного автоматического обмена информацией о финансовых счетах и документацией по международным группам компаний)».

Крупнейшими налогоплательщиками традиционно являются компании нефтегазовой отрасли. За ними следуют металлургические комбинаты

Все эти скачкообразные изменения не могли не сказаться на формировании налоговой функции и управлении ею в масштабе вертикально интегрированных отечественных холдингов. На практике это выражается, прежде всего, в том, что в большинстве таких российских групп налоговая функция начала укрепляться и расширяться именно после 1 января 2012 года. Стали возникать отдельные подразделения, занимающиеся трансфертным ценообразованием, учетом в консолидированных группах налогоплательщиков (КГН), а в дальнейшем – и вопросами контролируемых иностранных компаний (КИК). Это подтверждается также исследованиями консультационных компаний.

Налоговые подразделения увеличили численность своих сотрудников и нарастили свой функционал. Такие организационные изменения отражают усложнение налоговых вопросов и их важность для бизнеса.

Отдельно хочется рассмотреть ключевые задачи и перспективы развития налоговой функции в крупных российских группах.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ГРУППЫ

Многим группам в связи с созданием КГН и увеличением числа участников предстояло централизовать налоговую функцию. Это было реализовано посредством разработки единообразных унифицированных документов, единых методологии, отчетных документов, автоматизированной учетной системы, а также регламентов взаимодействия и обучающих семинаров для налоговых специалистов.

С практической точки зрения более продуктивной является централизация налоговой функции в рассматриваемом типе групп компаний. Вместе с тем имеются случаи децентрализации данной функции, сопряженные с историческими особенностями становления холдингов. Централизованный вариант представляется более перспективным.

Скачкообразные изменения законодательства не могли не сказаться на формировании налоговой функции и управлении ею в масштабе вертикально интегрированных холдингов

ТРАНСФЕРТНОЕ ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ

Сегодня налоговая функция как никогда раньше призвана оказывать влияние на организацию и менять принятые в ней подходы к работе. Яркий пример таких изменений, которые идут от налоговой составляющей во все иные сферы деятельности организации, – правила трансфертного ценообразования, вступившие в силу 1 января 2012 года. Были введены новые концепции трансфертных цен и регулирования цен в сделках с взаимозависимыми лицами по принципу «вытянутой руки» (с учетом пяти методов, предусмотренных Налоговым кодексом РФ). В результате многие организации, оценив налоговые риски, подвергли свои системы следующим изменениям:

- были внедрены регламенты взаимодействия по вопросам трансфертного ценообразования, которые позволяли подразделениям оперативно обмениваться информацией и совместно выстраивать защиту группы налогоплательщиков в рамках мероприятий налогового контроля;
- были продуманы меры по минимизации налоговых рисков;
- были заключены соглашения о ценообразовании по отдельным сделкам.

Часть налогоплательщиков изменила свои подходы к ценообразованию в сделках с внутригрупповыми организациями – взаимозависимыми лицами. Другие, проанализировав коммерческие условия своих контролируемых сделок, стали готовить аргументы для обоснования своих цен для целей налогообложения.

Сам по себе процесс подготовки документации для целей соблюдения законодательства по трансфертному ценообразованию является отдельным важным этапом становления налоговой функции. Для этого требуются данные как от коммерческих, финансовых, бухгалтерских и юридических служб организации, так и от контрагентов – взаимозависимых дочерних обществ.

Данная процедура во многих холдингах до сих пор не налажена. Это обусловлено, прежде всего, слабостью налогового подразделения и его неспособностью влиять на иные службы организации. В такой ситуации приходится констатировать, что функция налогового подразделения сводится только к выявлению налоговых рисков и их документированию. Ряд холдингов скрывают это слабое место. Они заявляют об отсутствии необходимости в подготовке документации по трансфертному ценообразованию. Мол, налоговые органы все равно могут оспорить подходы компании к этим вопросам. Однако имеющаяся судебная практика свидетельствует, что компании более успешно защищают свою позицию при наличии такой документации, чем в ее отсутствие.

Хочется подчеркнуть, что управление налоговой функцией должно быть упреждающим и не должно пускаться на самотек. Именно налоговая функция задает вектор движения всей организации, объединяет все ее подразделения. Только активная позиция и упреждающая стратегия управления налоговыми рисками могут свидетельствовать о здоровой и эффективной налоговой функции.

КОНТРОЛИРУЕМЫЕ КОМПАНИИ

Нефтегазовым холдингам приходится действовать в международной налоговой среде, где постоянно ужесточаются регулирование и контроль, а также уделяется все больше внимания прозрачности бизнеса и тому, какие юрисдикции имеют право взимать налоги на доходы, получаемые организацией. Новым испытанием для компаний стало внедрение в налоговое законодательство России концепции фактического получателя дохода (бенефициарного собственника) и порядка обложения прибыли контролируемых иностранных компаний.

Централизованный вариант развития налоговой функции представляется более перспективным

Первые результаты этого компании ощутили еще в 2015 году. Но основной объем работы им еще только предстоит проделать. В этой связи развивается на-

правление по формированию новой отчетности по КИК и непосредственному сбору данных для расчета прибыли КИК по российским правилам налогообложения. Для чего налоговым подразделениям предстоит наладить документооборот и расставить приоритеты внутри группы компаний по срокам сбора информации.

Как и в случае с трансфертным ценообразованием, крайне важным является закрепление порядка сбора и обмена информацией. Для этого также формируются регламенты взаимодействия.

Яркий пример изменений, которые идут от налоговой составляющей во все иные сферы деятельности организации, – правила трансфертного ценообразования

МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ ФУНКЦИЯ

Повышенное внимание общества и СМИ к налогам, уплачиваемым нефтегазовыми холдингами, привело к возникновению новых репутационных бизнес-рисков. Для их минимизации необходимо углублять понимание налоговых вопросов на высших уровнях организации. Требуется также повышать эффективность управления данными проблемами и контроля над их решением.

Это дало толчок развитию таких фундаментальных направлений, как:

- выработка единой налоговой методологии;
- разработка методик налоговой экспертизы, а также выявления и реализации налоговых резервов;
- постановка системы управления налоговыми рисками.

Перечисленные цели являются не менее важными, чем задачи, связанные с изменениями законодательства. Практически в каждом крупном холдинге был разработан ряд регламентирующих документов. В их числе – методика проведения налоговой экспертизы сделок, карты налоговых рисков по сделкам, методика управления эффективной налоговой ставкой, методика работы с налоговыми резервами и т. д.

Отдельный акцент хочется сделать на налоговом анализе последствий по сделкам. Иными словами, на налоговой экспертизе договоров. Она призвана еще на этапе планирования сделки предупредить повышение налоговой нагрузки или выявить налоговые риски и обосновать их. Исходя из результатов экспертизы можно принять или изменить условия сделки, ее конструкцию либо структуру договорных отношений.

Налоговая экспертиза, как правило, проводится при планировании сделки и согласовании договора. Но она может проходить и на этапах бюджетирования сделки, оформления ее юридической конструкции и реализации ее условий. Это уместно, в частности, в случае изменения налогового законодательства, оказывающего влияние на налоговые обязательства.

При формировании единой методологии большое внимание следует уделить исследованию подтверждающих документов, договоров и внутренних регламентов. При этом методология требует регулярного обновления.

МЕЖСТРАНОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Изменения налогового законодательства, регулирующие использование мастер-файла и составление межстрановой отчетности, а также касающиеся необоснованной налоговой выгоды, открывают новые возможности для совершенствования налоговой функции в холдингах.

В Российской Федерации с 1 января 2015 года вступила в силу Конвенция о взаимной административной помощи по налоговым делам. Данной Конвенцией предусматривается заключение отдельных соглашений, определяющих порядок обмена страновыми отчетами и финансовой информацией в налоговых целях, а также внесение соответствующих изменений в национальное законодательство для обеспечения выполнения условий соглашений.

В соответствии с решениями Правительства РФ (Распоряжения от 30 апреля 2016 года № 834-р и от 7 декабря 2016 года № 2608-р) Федеральная налоговая служба подписала многосторонние соглашения об автоматическом обмене отчетами и финансовой информацией в налоговых целях.

Уже упоминавшийся проект Федерального закона № 231414-7 предполагает внесение в Налоговый кодекс РФ изменений, определяющих порядок взаимодействия российских налоговых органов с компетентными органами зарубежных стран при проведении налогового мониторинга и совместных налоговых проверок. Планируемый срок вступления законопроекта в силу – 2018 год. В целях адаптации налогоплательщиков к новым требованиям законопроект предусматривает их освобождение от ответственности за нарушения, совершенные в период 2018–2020 годов.

Судебная практика свидетельствует, что компании более успешно защищают свою позицию при наличии документации по трансфертному ценообразованию, чем в ее отсутствие

Итак, основными направлениями дальнейшего развития налоговой функции на ближайшие три года представляются следующие:

- усиление налоговой службы в связи с внедрением законодательства о КИК, требований об использовании мастер-файла и составлении межстрановой отчетности;
- пересмотр бизнес-процессов с учетом внедрения новых положений о налоговой выгоде;
- роботизация налоговых процессов (в частности, налогового учета). 



Хорошо забытое старое

Могут ли соглашения о разделе продукции стать альтернативой НДД?

ПАВЕЛ КОНДУКОВ

Директор группы оказания услуг нефтегазовым компаниям

Департамента налогового и юридического консультирования, KPMG

В России продолжается обсуждение различных идей и инициатив, связанных с оптимизацией налогообложения добычи углеводородного сырья: введение налога на дополнительный доход (НДД), корректировка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), режима экспортных пошлин и т. д. Время от времени отраслевые специалисты и топ-менеджеры нефтяных компаний вспоминают и о режиме соглашений о разделе продукции (СРП), но существенного развития эта тема не получает. Между тем режим СРП давно прописан в российском налоговом законодательстве – после долгих дебатов соответствующий инструментарий включили в Налоговый кодекс, а впоследствии ни разу не применили на практике.

Возможно, разработка российско-казахстанских месторождений Хвалынское и Центральное, находящихся в Каспийском море и имеющих российскую «прописку», все же будет осуществляться на условиях СРП. И если это случится, будет создан важный прецедент использования в современной практике специального налогового режима. Разумеется, правовую базу придется доработать, исходя из собственного российского опыта и с учетом опыта соседей.

Хвалынское и/или Центральное месторождения могут стать пилотными проектами для режима СРП, так же как и НДД для ряда российских месторождений. При этом оба режима направлены на стимулирование эффективного освоения сложных и труднодоступных месторождений углеводородного сырья. Поэтому их применение на практике позволит сравнить их с действующими условиями налогообложения, а в случае с СРП – дополнительно с системой налогообложения новых морских месторождений. Это также позволит ответить на вопрос о целесообразности возврата к режиму СРП в той или иной степени.

Хвалынское и/или Центральное месторождения могут стать пилотными проектами для режима СРП, так же как и НДД для ряда российских месторождений

ДЕЙСТВУЮЩИЕ СОГЛАШЕНИЯ

Напомним, в России на условиях СРП осуществляется три проекта: два в Охотском море и один на территории Ненецкого автономного округа. Все три соглашения были заключены в отсутствие законов, легализующих режим СРП, в соответствии с Указом Президента РФ от 24 декабря 1993 года № 2285 «Вопросы соглашений о разделе продукции при пользовании недрами» (утратил силу на основании Указа Президента РФ от 28.08.1996 №1275).

Использование режима СРП, гарантирующего инвесторам стабильность, позволило привлечь в российской нефтегазовые проекты крупный иностранный капитал. 22 июня 1994 года было заключено соглашение о разделе продукции по проекту «Сахалин-2», 30 июня 1995 года – по проекту «Сахалин-1», а 20 декабря 1995 года – на разработку Харьягинского месторождения (см. «СРП в России»).

По данным Счетной Палаты РФ, за весь период реализации действующих СРП добыто почти 162,5 млн тонн нефти с конденсатом, 223,2 млрд м³ газа, произведено около 80 млн тонн сжиженного газа. В 2016 году в сравнении с 2015-м объем выручки снизился на 18,3% и составил \$8,3 млрд.

Совокупные затраты с начала работ по проектам составили \$73 млрд. Из них \$3,7 млрд осуществлены в 2016 году. Все расходы, подлежащие возмещению, с начала работ достигли \$66,4 млрд, из них за 2016 год – \$3,5 млрд. Доход государства за весь срок действия проектов составил \$37,9 млрд. Из них \$22,5 млрд поступило в федеральный бюджет, около \$15,4 млрд – в региональные. В 2016 году государство в целом получило около \$2,1 млрд.

НА ОСОБОМ ПОЛОЖЕНИИ

Главной особенностью всех действующих соглашений является то, что они применяются в соответствии с условиями, закрепленными в них, и фактически создают особое правовое поле для инвесторов (операторов). Принятый позднее (30.12.1995 г.) Федеральный закон РФ № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (далее – Закон о СРП) придал законодательную силу условиям всех трех действующих соглашений (как заключенных до вступления его в силу), их условия имеют приоритет над законодательством России. В отношении законодательства о налогах и сборах Налоговым кодексом РФ (далее – НК РФ) также установлена прямая норма о приоритете положений этих соглашений.

Неизменность правового поля и условий налогообложения дополнительно обеспечивается стабилизационными оговорками, предусмотренными в каждом СРП, а также специальными нормами Закона о СРП. Согласно им положения соглашений сохраняют свою силу в течение всего срока действия. И если в этот период законодательными актами РФ будут установлены нормы, ухудшающие коммерческие результаты деятельности инвестора, то в соглашение вносятся изменения, обеспечивающие инвестору коммерческие результаты, которые могли быть получены при применении норм законодательства, действовавших на момент заключения СРП.

В соглашениях оговариваются порядок и объем возмещаемых инвестору капитальных и операционных затрат, условия раздела между государством и инвестором прибыльной продукции, алгоритм передачи государству причитающейся ему доли, а также правила уплаты налога на прибыль платежей за пользование недрами (бонусы и роялти).

В России на условиях СРП осуществляются три проекта: два в Охотском море и один на территории Ненецкого автономного округа

СРП предполагает не только раздел продукции как таковой, но и замену уплаты инвестором части налогов, сборов, пошлин, в том числе таможенных, и других обязательных платежей. Каждое соглашение определяет обязательные платежи (включая налоги и сборы), которые подлежат уплате инвестором. Кроме того, все три соглашения предусматривают права инвестора на освобождение от ряда обязательных платежей.

В некоторых случаях СРП дополнительно устанавливают особые положения, касающиеся ставок, порядка исчисления и уплаты обязательных платежей, методики

СРП В РОССИИ

«Сахалин-1»

(соглашение вступило в силу 10 июня 1996 года)

Предусматривает разработку трех месторождений континентального шельфа России в Охотском море: Чайво, Одопту и Арктун-Даги.

Оператор проекта – компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» (доля участия – 30%). Партнеры: «Роснефть-Астра» – 8,5%, «Сахалинморнефтегаз-Шельф» – 11,5%, японский консорциум Sodeco – 30%, индийская государственная нефтяная компания ONGC Videsh Ltd. – 20%.

«Сахалин-2»

(соглашение вступило в силу 15 июня 1996 года)

Предусматривает разработку на континентальном шельфе России в Охотском море Пильтун-Астохского и Лунского месторождений.

Оператор проекта – компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.». Первоначально среди акционеров этой компании числились «Марафон Сахалин» – 37,5%, Mitsui & Co Ltd. – 25%, Royal Dutch/Shell Plc. – 25%, Mitsubishi Corporation – 12,5%.

С декабря 2006 года акционерами оператора проекта являются ОАО «Газпром» – 50% плюс одна акция, «Шелл Сахалин Холдингс Б.В.» – 27,5% минус одна акция, «Мицуи Сахалин Холдингс Б.В.» – 12,5%, «Даймонд Газ Сахалин Б.В.» – 10%.

Харьягинское

(соглашение вступило в силу 12 февраля 1999 года)

Предусматривает разработку Харьягинского месторождения в Ненецком АО.

В настоящее время оператором проекта является ООО «Зарубежнефть-Добыча Харьяга».

Первоначально французская Total владела 50% долевого участия в проекте (и стала оператором проекта), норвежская Statoil Hydro – 40%, Ненецкая нефтяная компания – 10%.

С июля 2010 года в проект входит «Зарубежнефть» – 20%. Доля Total уменьшилась до 40%, StatoilHydro – до 30%, у Ненецкой нефтяной компании осталось 10%.

В 2015 году Total продала «Зарубежнефти» часть своей доли, а также передала ей функции оператора проекта.

С 1 августа 2016 года доли участников распределились следующим образом: АО «Зарубежнефть» – 20%, ООО «Зарубежнефть-Добыча Харьяга» (оператор) – 20%, «Статойл Свериге Харьяга А.Б.» – 30%, «Тоталь Разведка Разработка Россия» – 20%, АО «Ненецкая нефтяная компания» – 10%.

определения доходов и расходов, а также возмещения НДС. Например, ставки по налогу на прибыль, применяемые к заключенным соглашениям, составляют по условиям СРП «Сахалин-1» и «Харьягинский проект» – 35%, «Сахалин-2» – 32%.

Нужно отметить, что СРП накладывают также ряд обязательств и предоставляет некоторые права (включая освобождение от уплаты ряда обязательных платежей) подрядчикам (субподрядчикам) инвестора и иным лицам, указанных в соглашении. Однако Президиум Высшего арбитражного суда (ВАС) РФ в Постановлении от 29 сентября 2010 года № 1674/10 указал на то, что СРП заключались в соответствии с Указом Президента РФ, который регулировал лишь правоотношения между государством и инвестором. Поэтому установление особого режима налогообложения при заключении СРП допущено только в отношении последних (в этом деле Суд разрешил подрядчикам применять текущую ставку налога на прибыль вместо 32%). Эта правовая позиция Президиума ВАС РФ привела к фактическому неприменению СРП к подрядчикам (субподрядчикам) и третьим лицам.

НЕСОСТОЯВШИЕСЯ СРП

Система недропользования на основе СРП активно развивалась в 1990-х годах. К 1995 году в различной стадии подготовки находилось 11 проектов. Помимо трех реализуемых, это, в частности, проекты разработки Приобского месторождения в ХМАО (предполагаемые инвесторы – Амосо (США), «Юганскнефтегаз» и «Югра-нефть»), Киринского блока проекта «Сахалин-3» (Mobil и Техасо – США), Восточно-Одоптинского и Аяшского блоков проекта «Сахалин-3» (Еххон, США), Ваделупского, Западно- и Верхне-Салымского месторождений в ХМАО (Shell и «Эвихон»).

К июню 2003 года было принято 17 федеральных законов, в соответствии с которыми около 25 проектов получили право реализации на условиях СРП. Они, в частности, предусматривали разработку Самотлорского, Ромашкинского, Приразломного, Ванкорского и Штокмановского месторождений. Были подготовлены соответствующая документация, ТЭО, проекты соглашений, созданы переговорные комиссии.

В июне 2003 года был подписан Федеральный закон РФ № 65-ФЗ, который ввел новый и фактически не реализуемый порядок заключения СРП: предварительное проведение аукциона на предоставление права пользования недрами на иных условиях, чем раздел продукции. Впрочем, этим же законом было зафиксировано несколько исключений из правила. Без проведения аукционов разрешено заключить СРП с инвесторами Приразломного и Штокмановского месторождений, а также участков недр, разработка которых предусмотрена международными договорами между Россией и Казахстаном.

В октябре 2015 года Россия и Казахстан подписали протокол, конкретизирующий условия совместной

разработки находящегося в российской юрисдикции Центрального месторождения в Каспийском море. Согласовано, что на этапе геологического изучения продолжительностью семь лет применяется общий режим налогообложения. После его завершения инвесторы вправе продолжить пользование недрами с применением общего режима налогообложения или заключить СРП с Правительством РФ.

До настоящего времени ведется согласование текста соглашения по Хвалынскому месторождению. В случае его заключения оно будет первым, основанным на нормах закона о СРП и главы 26.4 Налогового кодекса РФ.

ОСОБЕННОСТИ НАЛОГОВОГО РЕЖИМА

Глава 26.4 Налогового кодекса РФ устанавливает специальный налоговый режим, применяемый к инвестору СРП в течение всего срока действия соглашения. Он оговаривает особенности определения налоговой базы, исчисления и уплаты некоторых налогов, а также представления налоговых деклараций и фискального контроля.

Характерной особенностью главы 26.4 НК РФ является то, что она называет в числе налогов и сборов обязательные платежи, установленные как НК РФ, так и иными актами законодательства РФ.

Этот режим налогообложения предполагает замену уплаты совокупности налогов и сборов, установленных законодательством, разделом произведенной продукции (ее прибыльной доли) между государством и инвестором в соответствии с условиями соглашения, за исключением налогов и сборов, уплата которых предусмотрена главой 26.4 НК РФ.

Совокупность уплачиваемых и заменяемых разделом продукции платежей зависит от применяемого к конкретному соглашению способа раздела продукции: стандартного или прямого (см. «Стандартный и прямой раздел продукции»).

Стандартный способ предполагает раздел продукции после вычета уплачиваемых налогов и возмещаемых затрат. Предельный уровень компенсационной продукции при этом не должен превышать 75%, а при добыче на континентальном шельфе РФ – 90% общего объема произведенного сырья. Состав затрат, подлежащих возмещению инвестору, определяется СРП в соответствии с законодательством РФ.

Следует отметить, что при стандартном способе раздела продукции все уплаченные инвестором налоги и сборы (кроме налога на прибыль, НДС и разовых платежей за пользование недрами) подлежат возмещению.

При этом Налоговым кодексом установлены особенности признания расходов в составе возмещаемых. Соот-

СТАНДАРТНЫЙ И ПРЯМОЙ РАЗДЕЛ ПРОДУКЦИИ

Стандартный раздел	Прямой» раздел
Обязательные платежи	
Налог на прибыль	–
НДПИ	–
НДС	НДС
Платежи за пользование природными ресурсами	–
Плата за негативное воздействие на окружающую среду	Плата за негативное воздействие на окружающую среду
Водный налог	–
Государственная пошлина	Государственная пошлина
Таможенные сборы	Таможенные сборы
Земельный налог	–
Акциз, за исключением акциза на подакцизное минеральное сырье	–
Освобождение от уплаты ряда платежей: региональных и местных налогов и сборов по решению соответствующего органа государственной власти или местного самоуправления; таможенной пошлины, взимаемой как с ввозимых товаров для выполнения работ по соглашению, так и вывозимой продукции, произведенной в соответствии с условиями соглашения	

Источник: п. 7 и п. 8 ст. 346.35 НК РФ

ветствующий перечень является открытым. Состав таких расходов должен быть предусмотрен соглашением и утвержден управляющим комитетом в порядке, установленном СРП. Эти расходы возмещаются за счет компенсационной продукции.

Прямой способ раздела не предполагает расчета возмещаемых затрат и компенсационной продукции. Пропорции такого раздела определяются соглашением в зависимости от геолого-экономической и стоимостной оценки участка недр, технического проекта и показателей ТЭО. При этом доля инвестора в произведенной продукции не должна превышать 68 %.

При прямом способе уплата налога на прибыль и других налогов, сборов и обязательных платежей заменяется разделом продукции.

Прямой раздел наиболее привлекателен для российских инвесторов, поскольку они получают гарантии на долгосрочную перспективу по количеству продукции, остающейся в их распоряжении, и по определенной стабильности налогового законодательства. А со стороны государства отпадает необходимость в постоянном контроле за правильностью определения компенсационной продукции, исчислением и уплатой налогов.

Для иностранных инвесторов прямой способ может оказаться менее привлекательным. Он может породить проблему двойного налогообложения доходов: в Российской Федерации и в стране, резидентом которой является инвестор. Ведь сам по себе механизм прямого раздела продукции не предусмотрен международными соглашениями РФ об избежании двойного налогообложения.

ПЕРСПЕКТИВЫ НОВЫХ СРП

Глава Минприроды РФ Сергей Донской и ряд других представителей министерства периодически предлагают рассмотреть возможность возврата к СРП в той или иной форме. Об успешности и эффективности этого режима на разных площадках заявляют также представители администрации Сахалинской области. Аналогичные высказывания время от времени звучат и из уст руководителей некоторых ВИНК.

Доход государства за весь срок действия проектов на условиях СРП составил \$37,9 млрд. Из них \$22,5 млрд поступили в федеральный бюджет

Как было отмечено выше, наиболее реально применение нового режима СРП к Хвалынскому месторождению. Ведь его разработка на условиях раздела продукции предусмотрена межгосударственным соглашением. Однако глава 26.4 НК РФ требует адаптации

к изменившемуся законодательству, а также устранения ряда правовых пробелов. Доработка налогового законодательства понадобится и для других проектов, если будет решено осуществить их с использованием режима СРП.

Разумеется, потребуется уточнение не только налоговых правил, но это тема отдельного разговора. В данной статье предлагаю сфокусировать внимание на группе вопросов, непосредственно связанных с фискальным режимом, которые, как представляется, требуют урегулирования на законодательном уровне.

К июню 2003 года было принято 17 федеральных законов, в соответствии с которыми около 25 проектов получили право реализации на условиях СРП

НАЛОГОВАЯ СТАБИЛЬНОСТЬ

Одним из основных преимуществ СРП в мире, включая российские проекты, является стабильность их положений, предсказуемость инвестиционных условий и, как следствие, возможность оценить фискальную нагрузку на весь период реализации.

Такая стабильность условий налогообложения закреплена в НК РФ следующим образом:

- ✓ специальный налоговый режим применяется в течение всего срока действия соглашения, то есть инвестор не будет применять иной режим налогообложения (п. 4 ст. 346.35 НК РФ);
- ✓ При выполнении соглашения объект налогообложения, налоговая база, налоговый период, налоговая ставка и порядок исчисления ряда налогов (НДПИ, налога на прибыль и НДС) определяются с учетом особенностей, предусмотренных положениями главы 26.4 НК РФ, действующими на дату вступления соглашения в силу (п. 10 ст. 346.35 НК РФ). Наряду с этим, глава 26.4 НК РФ прямо закрепляет случаи, когда законодательство не фиксируется и применяется с учетом последующих изменений:
- ✓ В случае изменения в течение срока действия соглашения порядка уплаты налогов и сборов, а также форм, порядка заполнения и сроков представления налоговых деклараций (без изменения налоговой базы, налоговой ставки и порядка исчисления налога);
- ✓ При изменении наименований каких-либо из указанных в НК РФ налогов и сборов (без изменения при этом элементов налогообложения).

Можно заметить, что нормы главы 26.4 НК РФ не обеспечивают полной стабильности условий налогообложения, что фактически ставит под сомнение целесоо-

бразность заключения будущих соглашений. В связи с этим необходимо законодательно стабилизировать все условия налогообложения инвестора и в полном объеме защитить его от неблагоприятных изменений законодательства.

НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Налоговым кодексом РФ предусмотрено, что расходы капитального характера принимаются к возмещению при условии соблюдения требования об использовании доли товаров российского происхождения. Несоблюдение указанного требования является основанием для отказа в возмещении соответствующих затрат инвестора.

Однако данная норма не подлежит применению в связи со вступлением России во Всемирную торговую организацию (ВТО). В силу п. 2 ст. 7 закона о СРП положения этой статьи, вступающие в противоречие с принципами ВТО, теряют свою силу или должны быть приведены в соответствие с ними.

Изъятия, допущенные протоколом от 16 декабря 2011 года «О присоединении Российской Федерации к Марракешскому соглашению об учреждении Всемирной торговой организации» от 15 апреля 1994 года, не касаются этого требования и не сохраняют его в силе. В связи с этим данную норму необходимо исключить из главы 26.4 НК РФ.

Ведется согласование текста соглашения по Хвалынскому месторождению. В случае его заключения оно будет первым, основанным на нормах закона о СРП

ПЛАТЕЖИ ЗА ПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНЫМИ РЕСУРСАМИ

Главой 26.4 НК РФ предусмотрена уплата платежей за пользование природными ресурсами при применении стандартного способа раздела продукции.

Действующее законодательство, включая главу 26.4 НК РФ, не устанавливает платежи за пользование природными ресурсами, как отдельные налоговые или неналоговые платежи, и не раскрывает данное понятие.

Эти платежи являлись федеральными налогами на момент подготовки и вступления в силу главы 26.4 НК РФ, что стало причиной их включения в рассматриваемую главу. Однако они перестали входить в перечень налогов с 1 января 2005 года, а в главу 26.4 НК РФ не были внесены соответствующие изменения.

В прошлом перечень платежей за пользование природными ресурсами содержался в законе «Об основах налоговой системы». После его отмены, а также после прекращения действия закона «О бюджетной классификации»

границы понятия «платежи за пользование природными ресурсами» потеряли былую конкретику и четкость.

К тому же в главе 26.4 НК РФ часть платежей, связанных с использованием природными ресурсами, была включена в качестве отдельных пунктов в данную главу: НДС, водный налог, земельный налог и плата за негативное воздействие на окружающую среду.

Таким образом, остается неопределенность относительно состава платежей за пользование природными ресурсами. Целесообразно внести изменения в главу 26.4 НК РФ и установить конкретные платежи, подлежащие уплате инвестором при применении стандартного способа раздела продукции.

Совокупность уплачиваемых и заменяемых разделом продукции платежей зависит от применяемого к конкретному соглашению способа раздела продукции

СТРАХОВЫЕ ВЗНОСЫ

Текущая редакция главы 26.4 НК РФ не обязывает инвестора уплачивать страховые взносы (причем при обоих способах раздела продукции). Этот законодательный пробел образовался в связи с отменой единого социального налога (ЕСН) и отсутствием корреспондирующих изменений в главе 26.4 НК РФ.

Между тем специальный налоговый режим исчерпывающим образом закрепляет, какие налоговые и неналоговые платежи подлежат уплате в зависимости от способа раздела. Соответственно, и обязанность по уплате страховых взносов должна быть включена в главу 26.4 НК РФ, чтобы избежать проблем, связанных с применением новых СРП на практике.

ПОПРОБОВАТЬ И СРАВНИТЬ

В случае скорого заключения соглашения по Хвалынскому месторождению начало использования налогового режима СРП может примерно совпасть по времени со стартом проектов, предусматривающих уплату налога на дополнительный доход (НДД). Примечательно, что оба режима направлены на стимулирование разработки сложных и труднодоступных нефтегазовых месторождений.

Если это случится, появится возможность сравнить эффективность не только НДД, но и СРП по отношению к общим условиям налогообложения. При этом режим СРП можно будет также сравнить с системой налогообложения новых морских месторождений, которая разрабатывалась как замена СРП на шельфе. Такие пилотные проекты могли бы дать весьма ценную информацию о том, какие фискальные механизмы и в каких случаях в современных условиях наиболее предпочтительны. 



> ELECTRIC ARC PROTECTION

PREMIERE 2017!

Winter heat-resistant garment ENERGO RECORD has been developed based on suggestions of Russian workers of electric power industry collected for 12 years.



Мультизащита как мировой тренд

Сегодняшний уровень развития легпрома позволяет отвечать на запрос промышленности и создавать СИЗ с мультизащитными характеристиками. Это красноречиво и наглядно демонстрировалось на экспозиции крупнейшей мировой выставки в области охраны труда A+A, которая в октябре проходила в Дюссельдорфе (Германия). Производители со всего мира представляли свои коллекции наиболее востребованной мультифункциональной спецодежды и СИЗ.

Среди экспонентов были и российские производители. Продукция одного из них, ГК «Энергоконтракт», в этот раз была отмечена специальной наградой в области инноваций. И это также один из новейших образцов мультизащиты, созданный под запросы нефтегазового предприятия. Учредитель премии инноваций в защите от термических рисков – мировой лидер и эксперт в своей области компания DuPont – отдал предпочтение российской разработке. В числе номинантов премии также были образцы многофункциональной экипировки пожарных и универсальной защитной спецодежды от производителей из Испании, Италии, Германии. Российский огнестойкий костюм с про-

тивознцефалитными свойствами из антистатических материалов был назван самым инновационным.

«Благодаря инвестициям, которые делает «Энергоконтракт» в научно-исследовательскую деятельность и экспериментальное производство средств защиты от смертельно опасных рисков, стало возможным появление этой модели. Мы рады, что фундаментальный и научный подход нашей компании к созданию новой продукции был оценен по достоинству давними партнерами – компанией DuPont», – прокомментировал Максим Голованов, руководитель отдела зарубежных продаж ГК «Энергоконтракт», на церемонии награждения. На сегодняшний день рос-



оссийская компания является одним из крупнейших производителей спецодежды из арамидных волокон Nomex компании DuPont.

Костюм, созданный для нужд российской нефтегазовой компании, обеспечивает защиту от пяти поражающих факторов: открытого пламени, укусов клещей, укусов других кровососущих насекомых, статического электричества и общепроизводственных загрязнений. Мультифункциональный костюм не имеет аналогов на российском рынке. Он выполнен из антиэлектростатических арамидных тканей, при этом вся фурнитура – огнестойкая. Специальная инсектоакарицидная отделка обеспечивает защиту от укусов клещей на протяжении всего срока эксплуатации без применения дополнительных средств. В таком костюме человек не рискует своим здоровьем, выполняя работы на территории распространения клещевого энцефалита. Экипированный в мультизащиту специалист может выполнять запланированные работы, не отвлекаясь на внешние факторы, что особенно важно на взрывоопасных нефтегазовых объектах.

«Сегодня фактически все европейские производители предлагают костюмы, защищающие одновременно от выбросов открытого пламени, искр и брызг расплавленного металла, электрической дуги, имеющие антистатические

свойства и высокую видимость, – поясняет Виктория Озерницкая, руководитель продуктового развития, ГК «Энергоконтракт». – Но в большинстве случаев защита от всех этих рисков обеспечена лишь на самом минимальном уровне и не соответствует требованиям российских заказчиков и нормативной базы. Например, в Европе считается приемлемым по результатам испытания на термонакене уровень ожогов до 50%, в то время как наиболее ответственные российские производители и заказчики ориентируются на максимальные 15%».

Актуальные и кастомизированные специально для российского нефтегазового комплекса инновационные решения в области СИЗ ГК «Энергоконтракт» представит на выставке БиОТ 2017, которая пройдет с 12 по 15 декабря в Москве. 📍



ЭНЕРГОКОНТРАКТ

БиОТ – 2017
Стенд С11, павильон 75, ВДНХ, Москва
12–15 декабря 2017 года



Пuls транспортных артерий

Трубопроводная система «Транснефти» в развитии

Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

В 2017 году по трубопроводной системе «Транснефти» будет прокачано нефти меньше прошлогоднего. Результат для компании, по трубам которой течет 85% всей добываемой в России нефти, вполне предсказуемый: исполняя обязательства, взятые нашей страной по соглашению ОПЕК+, нефтяники несколько снизили объемы добычи. Но, в принципе, для «Транснефти» это проходной эпизод. Главное, что за годы после распада СССР российская нефтетранспортная монополия значительно окрепла и расширила географию поставок. Лишь в воспоминаниях остались времена, когда за место в нефтяной трубе шла нешуточная борьба. Компания продолжает развивать систему нефтепроводов. Только в этом году введены в эксплуатацию несколько важных объектов, в том числе магистральные нефтепроводы Заполярье–Пурпе и Куюмба–Тайшет. Показательно, что даже после падения цен на нефть нефтетранспортная монополия не снизила объем инвестиций.

Говоря о современных трендах в деятельности компании, следует отметить, что акцент ее инвестиционной активности постепенно смещается от строительства новых магистралей к обеспечению активного долголетия старых транспортных объектов. Что касается нового строительства, здесь теперь больше внимания уделяется развитию нефтепродуктопроводов. А расширять нефтетранспортную систему «Транснефть» предпочитает в восточном направлении. Впрочем, к этому ее побуждают интерес нефтяников и реальная рыночная ситуация.

Обязательства России в рамках соглашения ОПЕК+ по сдерживанию добычи нефти для оздоровления ситуации на мировом рынке энергетического сырья отразились на объемах услуг, оказываемых «Транснефтью» своим кли-

ентам. Однако говорить о спаде деловой активности не приходится. Главная нефтетранспортная компания страны, эксплуатирующая гигантскую сеть нефте- и нефтепродуктопроводов (уникальную в мировой практике по масштабам),

продолжает развивать и реконструировать принадлежащую ей систему трубопроводов, чтобы в перспективе обеспечить бесперебойные поставки требуемых объемов нефти и продуктов ее переработки от самых труднодоступных месторождений до самых разных конечных пунктов.

За прошлый год «Транснефть» ввела в эксплуатацию 2817 км магистральных трубопроводов (1329 км – новое строительство, 1488 км – техническое перевооружение и реконструкция), 8 новых нефтеперекачивающих станций, 14 объектов системы измерения количества и показателей качества нефти и 19 объектов инженерно-технических средств охраны. В 2017 году компания поддерживает высокую активность.

Только в начале этого года «Транснефть» ввела в эксплуатацию два значимых для страны магистральных нефтепровода – Заполярье–Пурпе и Куюмба–Тайшет. Весной завершила работы, обеспечившие увеличение поставок нефти в ориентированный на экспорт порт Усть-Луга (Балтийская трубопроводная система) с 30 до 36 млн тонн год. А пусковыми объектами нынешней осени стали четыре новые нефтеперекачивающие станции, построенные в рамках проектов расширения пропускной способности магистральных нефтепроводов транспортной системы Восточная Сибирь – Тихий океан.

ДВИЖЕНИЕ – ЭТО ЖИЗНЬ

Сеть магистральных трубопроводов «Транснефти» играет жизненно важную роль в обеспечении функционирования нефтяной отрасли России. Компания транспортирует порядка 85% добываемой в нашей стране нефти и 26% производимых на отечественных НПЗ нефтепродуктов. Кроме того, по магистралям «Транснефти» идут значительные объемы жидких углеводородов, добытых в соседних странах ближнего зарубежья.

«Транснефть» эксплуатирует 53 тыс. км магистральных нефтепроводов и 16 тыс. км магистральных нефтепродуктопроводов. Нефтепроводы связывают крупнейшие российские месторождения нефти с заводами и внешними рынками в Европе и Азии, напрямую или через морские порты.

О значении и роли «Транснефти» для нефтяной отрасли страны красноречиво говорят показатели деятельности компании. В 2016 году по трубам «Транснефти» было прокачено 483,4 млн тонн жидких углеводородов из 547,3 млн тонн, добытых в России. Грузооборот нефти по исполненным маршрутным поручениям в прошлом году составил 1,219 трлн тонно-километров.

Конечно, значительная часть трубопроводов, принадлежащих сегодня «Транснефти», была сформирована в советский период. Но надо признать, что нефтетранспортная система, оставшаяся после распада СССР, при всех ее достоинствах оказалась недостаточно эффективной для решения новых задач, стоящих перед российской нефтяной отраслью в рыночных условиях.

Во-первых, значительная часть некогда советских экспортных морских терминалов оказалась в сопредельных с Россией странах, их использование создавало дополнительные транзитные риски. Во-вторых, существовавшие

ЗОЛОТОЙ ФОНД

В октябре исполнилось 50 лет ключевому подразделению российской нефтепроводной монополии – АО «Транснефть – Сибирь». Коллектив этого предприятия обеспечивает транспортировку стратегических объемов нефти, территория его ответственности простирается от Крайнего Севера до Южного Урала. Многие объекты находятся в труднодоступных районах с экстремальным климатом. Самый сложный и самый новый из них – арктический нефтепровод Заполярье–Пурпе.

АО «Транснефть – Сибирь» эксплуатирует 27 магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопровод общей протяженностью свыше 9,3 тыс. км, 85 нефтеперекачивающих станций, 190 резервуаров суммарной емкостью 3,3 млн м³. Его производственные объекты располагаются в пяти субъектах федерации: Тюменской, Свердловской и Курганской областях, а также в Ханты-Мансийском (Югра) и Ямало-Ненецком автономных округах.

На протяжении полувека АО «Транснефть – Сибирь» транспортирует всю добываемую в регионе нефть, что составляет более половины от общего объема добываемого в России сырья. Суммарно за 50 лет предприятие перекачало более 12,2 млрд тонн нефти.

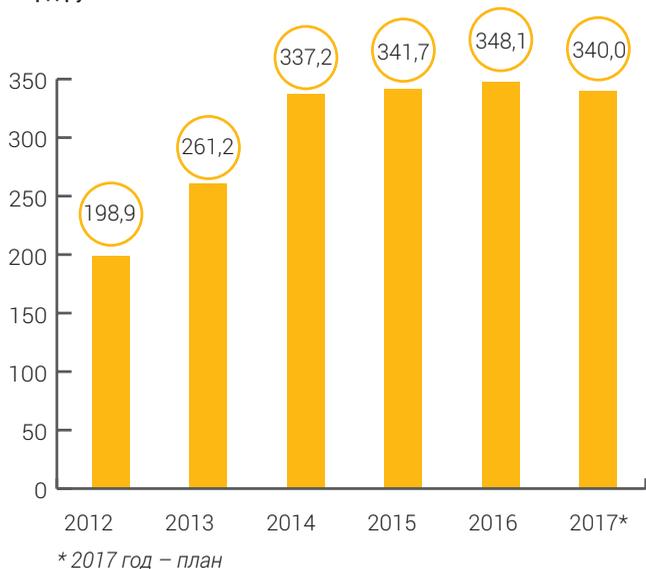
экспортные маршруты оказались тесными для тех растущих потоков нефти, которые российские компании хотели и могли отправить за рубеж. В-третьих, безальтернативная ориентация экспортных потоков на запад и юго-запад не позволяла оптимизировать логистику и не поддерживала стремление нефтяников и государства осваивать новые энергетические рынки. В-четвертых, нефтяники хотели осваивать новые территории, и им были нужны новые нефтепроводы, обеспечивающие подключение к действующей трубопроводной системе.

В результате масштабного комплекса работ, проведенных за последние два десятилетия, система нефтепроводов преобразилась и стала значительно более комфортной. Россия смогла отказаться от услуг третьих стран, через порты которых раньше отгружалась экспортируемая нефть. Появились новые маршруты, обеспечивающие беспрепятственное вхождение в единую систему нефтепроводов и экспорт жидких углеводородов в разных направлениях и по оптимальным маршрутам. Удалось полностью преодолеть дефицит нефтетранспортных возможностей.

НАЧАЛО ПЕРЕМЕН

Начало глобальным переменам положило строительство Балтийской трубопроводной системы, связавшей месторождения Тимано-Печоры, Западной Сибири, Урала и По-

ДИНАМИКА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ «ТРАНСНЕФТИ», млрд руб.



Источник: «Транснефть»

ПРОПОРЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПОРТФЕЛЯ «ТРАНСНЕФТИ», %



Источник: «Транснефть» (исходные данные), НГВ (расчеты)

вольжья с портом Приморск в Финском заливе Балтийского моря. В конце 2001 года началась эксплуатация участка Кириши–Приморск пропускной способностью 12 млн тонн в год. В течение следующих пяти лет шло поэтапное наращивание мощности до 74 млн тонн, которое сопровождалось увеличением протяженности нефтепровода.

Создание БТС позволило решить сразу несколько проблем: обеспечить собственный выход к Балтийскому морю, отказаться от услуг латвийского порта Вентспилс и расширить экспортные возможности по объемам. Одновременно снизилась роль построенного еще в 1964 году нефтепровода «Дружба», проходящего по территориям России, Украины, Белоруссии, Польши, Чехии, Словакии, Германии, Венгрии, Латвии, Литвы. В 2005 году по «Дружке» ушло на экспорт 75 млн тонн нефти, спустя два года – 58 млн тонн, а в 2016 году – 52,7 млн тонн.

В 2012 году началась тестовая эксплуатация магистрального нефтепровода БТС-2 протяженностью 1000 км и мощностью 30 млн тонн в год. Нефтепровод позволяет развернуть значительные объемы нефти, идущей по российскому участку «Дружбы» от границы с Белоруссией к российскому побережью Балтийского моря (порт Усть-Луга). Кроме того, БТС-2 позволил снизить нагрузку на порт Приморск, который в последние годы работал на пределе возможностей. В 2017 году через порт Приморск планируется перевалить 46 млн тонн нефти, на 4 млн тонн меньше, чем в прошлом году.

В 2014 году через Усть-Лугу было отгружено 23,2 млн тонн нефти, в 2016 году экспортные объемы, идущие по этому пути, достигли пика возможностей – 30,1 млн тонн. Впрочем, в апреле 2017 года были завершены работы, позволившие увеличить пропускную способность

БТС-2 до 36 млн тонн в год. Расширение возможностей системы обеспечено подключением установки по вводу противотурбулентных присадок и повышением давления в линейной части трубопроводной системы.

ВОСТОЧНЫЙ ВЕКТОР

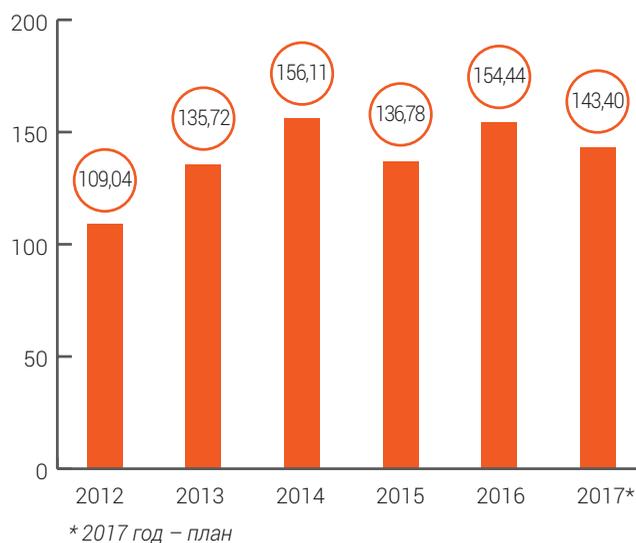
Качественно новым этапом в развитии российской нефтетранспортной системы стал проект создания магистрали Восточная Сибирь – Тихий океан. Новая система, предназначенная для транспортировки российской нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, стала и катализатором развития нефтедобычи на новых территориях Востока России, прилегающих к трассе нефтепровода.

Строительство началось в конце 2004 года, а спустя пять лет вступила в строй первая очередь транспортно-мегапроекта. Она включала участок нефтепровода Тайшет (Иркутская область) – Сковородино (2694 км) и нефтеналивной терминал на побережье Тихого океана – порт Козьмино. Пропускная способность первой очереди – 30 млн тонн в год.

В первые годы от Сковородино до Тихого океана нефть перевозилась по железной дороге (по 15,3 млн тонн в 2011 и 2012 годах). Параллельно форсированными темпами шла реализация второго этапа этой гигантской стройки.

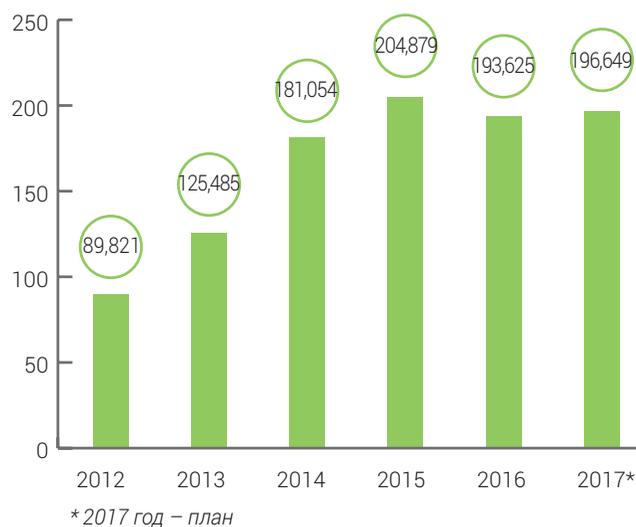
Нефтепровод ВСТО-2 (еще 2,1 тыс. км от Сковородино до побережья Тихого океана) был введен в эксплуатацию в декабре 2012 года. Его нынешняя пропускная способность (30 млн тонн в год) не является окончательной, в октябре 2014 года начаты работы по расширению. Результатом этого этапа работ должно стать увеличение пропускной способности ВСТО-2 до 50 млн тонн в год.

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ «ТРАНСНЕФТИ» ПО НОВЫМ ПРОЕКТАМ, млрд руб.



Источник: «Транснефть»

ЗАТРАТЫ «ТРАНСНЕФТИ» НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ, млрд руб.



Источник: «Транснефть»

Параллельно «Транснефть» занимается расширением мощности ВСТО до 80 млн тонн в год, что особенно актуально в связи с ухудшением политического фона для экспорта российских углеводородов в Европу.

С 2011 года коммерческие поставки нефти в Китай осуществляются по нефтепроводу Сковородино – граница КНР, являющемуся ответвлением от трубопроводной системы ВСТО. Протяженность линейной части российского участка составляет 63,4 км.

Первое время по трубе диаметром 720 мм можно было прокачивать по 15 млн тонн нефти в год. Сейчас пропускная способность магистрали Сковородино–Мохэ удвоена, но в связи с отставанием в формировании соответствующей транспортной инфраструктуры у китайских партнеров в 2018 году в этом направлении будут прокачено только 28,5 млн тонн российской нефти.

Оставшиеся 1,5 млн тонн будут добавлены к объемам, идущим на экспорт через дальневосточный порт Козьмино. Сейчас его пропускная способность составляет 31,3 млн тонн в год, в перспективе ее планируется увеличить до 50 млн тонн в год.

ЗАПОЛЯРЬЕ–САМОТЛОР

Для того чтобы перенаправить нефть с новых месторождений Западной Сибири в ВСТО, в 2011 году был построен нефтепровод Пурпе–Самотлор протяженностью 429 км и начальной мощностью 25 млн тонн в год (с перспективой расширения до 50 млн тонн).

В развитие этого проекта в 2010 году началось строительство нефтепровода Заполярье–Пурпе. 18 января 2017 года он был введен в эксплуатацию.

Заполярье–Пурпе–Самотлор является самым северным магистральным нефтепроводом в России, имеющим протяженность около 1000 км. Нефтепровод связывает богатые нефтеносные месторождения северных районов Красноярского края и Ямала с нефтеперерабатывающими мощностями на юге Сибири, а также с нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО).

Нефтепровод Заполярье–Пурпе протяженностью 488 км и мощностью до 45 млн тонн в год – проект уникальный. Строительство нефтепровода велось в крайне сложных природно-климатических условиях, что потребовало использования новейших методов строительства и инновационных технологий (что важно, созданных в России). «Таких тяжелых проектов за всю свою историю компания еще не реализовывала, это большая победа», – подвел итог президент ПАО «Транснефть» Николай Токарев.

При проектировании трубопровода, учитывая условия транспортировки нефти и сложные инженерно-геологические условия местности, были определены два способа прокладки: подземный и надземный. Ранее «Транснефть» не применяла надземный метод строительства нефтяных магистралей в подобных условиях. Необходимость менять привычки была продиктована условиями вечной мерзлоты и наличием нестабильных грунтов, для этого понадобилось с чистого листа разработать специальные конструкции опор для труб.

Нефть Заполярья в процессе транспортировки приходится подогревать, так как она имеет высокую вязкость и быстро застывает при температурах ниже плюс 4–6°. Поэтому вдоль трассы поставлены специальные пункты подогрева нефти, где углеводородное сырье подогревается

ПРИОРИТЕТНЫЕ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ «ТРАНСНЕФТИ»

	Сроки строительства		Всего	Инвестиции, млрд руб.		
	Начало	Окончание		2015 г.	2016 г.	2017 г.
Строительство магистрального нефтепровода Заполярье–Пурпе	2010	2016	236,81	30,065	32,279	
Строительство магистрального нефтепровода Куюмба–Тайшет	2012	2016/2023	124,214	36,55	25,312	
Расширение ТС ВСТО (ГНПС Тайшет – НПС Сковородино) до 80 млн т/г	2014	2020	96,05	13,42	14,366	31,112
Расширение ТС ВСТО (НПС Сковородино - СМНП Козьмино до 50 млн т/г	2014	2019	40,141	5,515	н/д	11,219
ВСТО – Комсомольский НПЗ	2014	2018	46,904	5,328	14,552	18,251
Реконструкция магистральных нефтепроводов Западной Сибири для увеличения объемов на Тайшет	2014	2025	59,417	0,008	н/д	н/д
Реконструкция системы магистральных трубопроводов для увеличения объемов транспортировки нефтепродуктов в Московский регион	2014	2018	37,949	3,507	11,013	18,388
Строительство МНПП Самара–Волгоград	2015	2020	55,435	-	н/д	8,145
Увеличения поставок нефтепродуктов в порт Приморск до 25 млн т/г (Проект «Север»)	2014	2018	36,359	2,588	11,438	17,772
Проект «Юг», 2-й этап. Строительство МНПП Волгоград–Тихорецк	2013	2017/2020	32,976	6,906	10,632	9,867
Корпоративная сеть передачи данных (программа ЕИС)	2012	2023	32,884	3,455	н/д	4,453
Прочие инвестпроекты			561,557	29,433	34,845	24,192
Всего				136,775	154,436	143,399

ся до 60°С. Соответственно, и к теплоизоляции при создании нефтепровода предъявлялись повышенные требования.

На 2017 год нефтяники зарезервировали возможность прокачки по Заполярье–Пурпе 7,23 млн тонн нефти. Заявки на 2018 год – 12,6 млн тонн, 2019 год – 16,9 млн тонн, 2020 год – 20,8 млн тонн. Если в текущем году нефть, идущая по этой трубе, продолжит путь в западном направлении, то в перспективе, когда будет расширена пропускная способность ВСТО, она будет направляться и на восток – прежде всего, в Китай.

Общий объем загрузки нефтепровода до 2020 года – 57,5 млн тонн, из них более 40% (23,9 млн тонн) зарезервировала «Роснефть», ЛУКОЙЛ намерен прокачать по Заполярье – Пурпе 6,8 млн тонн нефти, «Мессояханефтегаз» (совместное предприятие «Роснефти» и «Газпром нефти») – 19 млн тонн. С будущего года возможности нового магистрального нефтепровода начнут использовать «Газпром» (5,2 млн тонн за три года) и ОАО «Арктикгаз» (2,6 млн тонн).

Видно, что пока загрузка новой магистрали невелика. По этому поводу Николай Токарев заметил: «Когда строили ВСТО, нам тоже пророчили, что его нечем будет заполнять, нефтепровод будет полупустой, а деньги потрачены напрасно. А сегодня приходится сокращать сроки вывода

ВСТО на проектные отметки на целых 10 лет – так велик интерес к этому маршруту».

КУЮМБА–ТАЙШЕТ

Одновременно с магистралью Заполярье–Пурпе был введен в эксплуатацию еще один новый нефтепровод стратегического значения – Куюмба–Тайшет. В период реализации проекта было проложено около 700 км линейной части нефтепровода, построены ряд объектов транспортных и социальных объектов. Трасса нефтепровода проходит по территориям Эвенкийского, Богучанского и Нижнеингашского районов Красноярского края и Тайшетского района Иркутской области, пересекает 113 малых и 7 крупных рек.

Ввод магистрального нефтепровода Куюмба–Тайшет позволил соединить труднодоступные месторождения севера Красноярского края – Куюбинское и Юрубчено-Тохомское – с трубопроводной системой Восточная Сибирь – Тихий океан в Иркутской области. Суммарные извлекаемые запасы месторождений оцениваются в 584 млн тонн нефти, пропускная способность нефтепровода – 15 млн тонн нефти в год.

До конца 2017 года по магистрали Куюмба–Тайшет будет прокачано 945 тыс. тонн нефти. Старт получился

неспешным, но с течением времени востребованность нефтепровода будет расти.

На 2018 год «Транснефть» приняла заявки нефтяных компаний на прокачку по системе Куюмба–Тайшет 2,8 млн тонн нефти. В 2019 году объемы должны вырасти до 6,5 млн тонн, а еще через год – до 7,7 млн тонн.

Из 18 млн тонн, которые планируется прокачать по нефтепроводу Куюмба–Тайшет за первые четыре года, поставку 13,1 млн тонн обеспечит «Востоксибнефтегаз», дочернее предприятие «Роснефти», остальные объемы предоставит «Славнефть».

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ТРЕНДЫ

В условиях, когда мировая нефтяная отрасль с трудом приходит в себя после ценового шока, «Транснефть» не теряет оптимизма и здорового энтузиазма. Во всяком случае, такой вывод напрашивается при изучении инвестиционных процессов в «Транснефти».

За период с 2012 по 2016 год расходы компании на строительство, реконструкцию и капитальный ремонт объектов трубопроводной сети выросли со 199 до 348 млрд рублей – в 1,75 раза. В 2017 году уровень капитальных вложений немного снизился – до 340 млрд рублей, что связано, главным образом, с завершением нескольких крупных проектов. (см. «Динамика капитальных вложений "Транснефти"»).

Отвечая на вопрос об инвестиционных предпочтениях, глава «Транснефти» заявил, что теперь компания сосредоточится на эксплуатации и обслуживании действующей инфраструктуры. «В самую ближайшую перспективу наша программа будет сосредоточена на реконструкции и модернизации существующих мощностей, замене линейной части, которая была построена в 60-е и 70-е годы [прошлого столетия] и выработала технические ресурсы. То есть «Транснефть» сосредоточится на совершенствовании и оптимизации мощностей, которые компания сейчас эксплуатирует», – сообщил Николай Токарев. В то же время он пояснил, что будут и новые трубопроводные проекты и, конечно же, будут завершены в плановом порядке ранее начатые проекты. Просто на данном этапе инвестиционные ресурсы решено перераспределить в сегмент технологического перевооружения и капитального ремонта нуждающихся в этом объектов.

И, действительно, из запланированных на 2017–2021 годы инвестиций в объеме 1,16 трлн рублей на строительство новых объектов «Транснефть» намерена выделить только 297,8 млрд рублей, или 25,7% инвестиционного портфеля (причем, смета 2017 года – 143,4 млн рублей – составила 48% этой суммы, то есть в следующие четыре года денег на новое строительство будет выделено в среднем в четыре раза меньше, чем сейчас).

В то же время на техническое перевооружение и реконструкцию своей трубопроводной системы компания потратит 861,8 млрд рублей, в том числе на ближайшие три года на эти цели заложено более 665 млрд рублей. В среднем это почти 222 млрд рублей в год – беспрецедентно крупные суммы. Для сравнения можно упомянуть, что в 2012 году

на реконструкцию и модернизацию «Транснефть» израсходовала 89,8 млрд рублей – в 2,5 раза меньше.

Кстати говоря, смещение инвестиционных акцентов началось не сегодня. Если в 2012 году на новые стройки направлялось 55% инвестиционных ресурсов компании, то уже в 2014 году пропорции поменялись местами, и перевес в пользу финансирования модернизации и ремонта с той поры и сохраняется (см. «Пропорции инвестиционного портфеля "Транснефти"»).

Показательно, что на протяжении последних пяти лет расходы «Транснефти» на реконструкцию, модернизацию и капитальный ремонт неуклонно растут, в то время как в финансировании строительства новых объектов такой стабильности нет (см. «Капитальные затраты «Транснефти» по новым проектам», «Затраты «Транснефти» на техническое перевооружение и капитальный ремонт»).

НОВОСТРОЙКИ

Главными проектами развития транспортной инфраструктуры сейчас и в ближайшей перспективе остаются увеличение пропускной способности ВСТО, реконструкция системы магистральных нефтепроводов в Западной Сибири для увеличения объемов транспортировки на Тайшет. В будущем году планируется завершить формирование инфраструктуры для подключения Комсомольского НПЗ к транспортной системе ВСТО (см. «Приоритетные инвестиционные проекты "Транснефти"»).

Развитие транспортной системы Восточная Сибирь – Тихий океан предполагает увеличение пропускной способности участка Тайшет–Сковородино до 80 млн тонн, а участка Сковородино–Козьмино до 50 млн тонн в год. Выполнив эту задачу, «Транснефть» расширит возможности для поставки российской нефти как на экспорт на динамично растущие рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, так и на удовлетворение сырьевых потребностей отечественных НПЗ на Востоке России.

Обращает на себя внимание, что компания стала значительно большее значение придавать развитию системы нефтепродуктопроводов. В будущем году планируется завершить реконструкцию системы магистральных трубопроводов для увеличения объемов транспортировки нефтепродуктов в московский регион. Продолжается строительство магистрального нефтепродуктопровода Самара–Волгоград. В рамках второго этапа проекта «Юг» осуществляется строительство нефтепродуктопровода Волгоград–Тихорецк. А стержневым направлением развития проекта «Север» сейчас является формирование инфраструктуры, позволяющей увеличить поставки нефтепродуктов в порт Приморск до 25 млн тонн в год (завершение этого этапа намечено на 2018 год).

Между тем даже самые крупные строительные проекты, реализуемые сейчас «Транснефтью», значительно уступают по масштабам эпохальным свершениям прошлых лет. По объему инвестиций они несопоставимы с проектом создания магистрального нефтепровода Заполярье–Пурпе, сданного в эксплуатацию в начале нынешнего года. ❗



Трубы сэберегут тепло



АЛЕКСАНДР ЗАГРЕБИН

Новое направление в работе Выксунского металлургического завода – производство труб с пенополиуретановой изоляцией. Этот вид продукции найдет широкое применение при монтаже теплосетей, а также для строительства нефтегазовых трубопроводов в районах вечной мерзлоты.

ПОД НАДЕЖНОЙ ЗАЩИТОЙ

Трубы с антикоррозионным покрытием на Выксунском металлургическом заводе – АО «ВМЗ», входит в состав Объединенной металлургической компании (АО «ОМК») – изготавливаются с 2000 года. Защитный слой в зависимости от сортамента может наноситься как на внешнюю, так и на внутреннюю стороны электросварной заготовки. При изготовлении защитного покрытия используются одно- или многослойные пленочные и лакокрасочные материалы. Трубы с антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена применяются для строительства магистральных и промысловых нефте- и газопроводов, газораспределитель-

ных систем, водопроводов, сетей канализации и других инженерных систем подводной и подземной прокладки.

И вот новый шаг в направлении производства изолированных труб – трубы с тепловой изоляцией из пенополиуретана (ППУ). Этот вид продукции найдет широкое применение при надземной и подземной прокладке магистральных нефтегазопроводов и тепловых сетей объектов ЖКХ. При этом у теплоизоляционного покрытия несколько назначений – повышение надежности трубопроводов, снижение тепловых потерь, защита перекачиваемых по ним сред от низких температур, что особенно актуально в районах Крайнего Севера, а также – снижение эксплуатационных расходов.



Магистральные трубы в ППУ изоляции также применяются в энергетике и в тепловых сетях, где температура теплоносителя не превышает 140°C.

До 2017 года около 20 тыс. т/год (170 тыс. погонных метров, Ø219–820 мм) труб производства Выксунского металлургического завода, поставляемые для нефтегазового комплекса, покрывались тепловой изоляцией на сторонних предприятиях. Поскольку АО «ВМЗ» имеет необходимую инфраструктуру и свободные площади для организации на своей территории производственного участка по нанесению ППУ покрытия на трубы среднего и большого диаметра, руководством Объединенной металлургической компании было принято стратегическое решение о реализации инвест-проекта по организации производства по нанесению на трубы ППУ изоляции.

РЕЦЕПТ УСПЕШНОСТИ НА НИЗКОМ СТАРТЕ

Предизолированные трубы с ППУ изоляцией для подземной и надземной прокладки изготавливаются в виде конструкции «труба в трубе», в которой в качестве теплоизоляции использован монолитный жесткий пенополиуретан, а в качестве гидроизоляционного покрытия выступает металлический кожух в виде спиральной трубы-оболочки из оцинкованной стали. Для подземной и подводной прокладки применяется металлополимерная защитная оболочка – стальная спиральновитая труба-оболочка с нанесенным на её наружную поверхность трехслойным полиэтиленовым покрытием. Диаметр оболочки определяется толщиной теплоизоляционного слоя, необходимой для работы трубопровода в заданных условиях эксплуатации. При строительстве магистральных нефтегазопроводов толщина теплоизоляции из ППУ обычно находится в диапазоне 70–120 мм, а в отдельных случаях, обусловленных проектными требованиями, доходит до 300 мм.

Для организации нового участка было приобретено заливочное оборудование, спирально-навивочный станок для изготовления защитных оболочек, транспортное оборудование, а также разработана и изготовлена уникальная технологическая оснастка.

Номенклатура труб с ППУ изоляцией, выпускаемая участком, включает трубы диаметром от 219 до 1067 мм. В зависимости от области применения ППУ изоляция наносится на трубы с эпоксидным или полиэтиленовым АКП или на стальные трубы без АКП, прошедшие дробеструйную обработку наружной поверхности.

В настоящее время участок по нанесению ППУ изоляции уже освоил выпуск наиболее сложных конструкций тепловой изоляции, включающих трубы-спутники системы путевого подогрева трубопроводов и противопожарные вставки с толщиной теплоизоляционного слоя до 150 мм.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС МОЖНО ОПИСАТЬ СЛЕДУЮЩИМ ОБРАЗОМ:

Труба-заготовка поступает на стпель-накопитель, откуда по транспортной линии перемещается на участок установки закладных элементов – центраторов, обеспечивающих соосность оболочки относительно основной трубы; элементов скин-системы – труб-спутников, обеспечивающих поддержание температуры перекачиваемых сред, а также негорючего материала противопожарных вставок.

Одновременно с установкой закладных элементов на спирально-навивочном станке выполняется изготовление защитной оболочки.

Транспортное оборудование перемещает трубу с предварительно установленными закладными элементами на сборочный стенд (дорн) и затем на трубу надевается защитная оболочка – происходит сборка конструкции «труба-в-трубе».

Собранная трубная конструкция перемещается в камеру нагрева, где происходит её термостатирование до тем-

В качестве тепловой изоляции трубопроводов пенополиуретан обладает лучшими свойствами по сравнению с другими известными в настоящее время материалами и незаменим на трубопроводах с высокой температурой рабочей среды, а также там, где требуется обеспечить минимальные тепловые потери в сочетании с большой прочностью и герметичностью тепловой изоляции.

Тепловая изоляция из ППУ в защитной оболочке обладает следующими характеристиками:

- долговечность – от 30 до 50 лет;
- тепловые потери – не более 2–3 %;
- низкие эксплуатационные расходы.

температуры 35–40°C. Нагрев необходим для достижения лучших физико-механических характеристик ППУ изоляции и обеспечения адгезионной связи ППУ с защитной оболочкой и поверхностью трубы.

Нагретая трубная конструкция перемещается на участок заливки. На торцы защитной оболочки устанавливаются герметичные заливочные заглушки – фланцы. Перед заливкой заливочный стол переводится в наклонное положение, чтобы обеспечить выход воздуха из пространства между трубой и оболочкой и равномерное формирование теплоизоляционного слоя по всему объему межтрубного пространства. Затем из заливочной машины высокого давления через заливочные отверстия фланцев выполняется впрыск смеси компонентов А и Б, перемешанных в смесительной камере заливочной головки под давлением 140–150 атм.

Жидкая смесь компонентов растекается вдоль трубной конструкции, и через 20–30 секунд компоненты А и Б вступают в реакцию между собой, образуя пену. Растущая пена вытесняет воздух из межтрубного пространства и постепенно, за 2–3 минуты, достигает торцов защитной оболочки, формируя жесткий теплоизоляционный слой.

Пена, используемая в производстве предизолированных элементов трубопроводов, очень похожа на монтажную пену, используемую нами в быту, с одной лишь разницей, что для производственных целей используется двухкомпонентная пена, состоящая из компонентов А – смеси простых полиэфиров с катализаторами, пеностабилизаторами, вспенивающим агентом, и компонента Б – метилendigенилдиизоцианата, сокращенно МДИ. Для бытовых целей пена из баллона используется нами с эффектом свободного вспенивания (25–35 кг/м³), а в производстве трубной тепловой изоляции применяется жесткий ППУ с плотностью ядра теплоизоляционного слоя 60–75 кг/м³, что позволяет обеспечивать необходимые эксплуатационные характеристики теплоизоляционного слоя, одной из которых является способность тепловой изоляции выдерживать вес трубы или давление грунта на трубопровод, обеспечивая при этом высокие теплоизоляционные свойства конструкции.

После окончания процесса полимеризации компонентов ППУ трубная конструкция поступает на участок финишной подготовки, где проходит окончательную отделку, маркировку, приемо-сдаточные испытания по внешнему виду и геометрическим размерам конструкции. Затем на торцы ППУ изоляции наносится защитное гидроизолирующее покрытие.

На участке проводится входной контроль материалов, применяемых при производстве трубы с ППУ изоляцией, а также 100 % контроль качества готовых изделий, включая лабораторные приемо-сдаточные испытания образцов ППУ от каждой партии залитых труб.

В декабре 2016 года и 1 квартале 2017 года были закончены пусконаладочные работы, проведены тестовые испытания оборудования на различных типоразмерах трубных конструкций.

В первый же месяц запуска продукция, выпущенная на технологической линии по нанесению ППУ покрытия, прошла аттестацию на соответствие требованиям ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» в институтах АО ВНИИСТ и ООО «Газпром ВНИИГАЗ», что позволило немедленно приступить к выполнению заказов для нефтегазового комплекса и ЖКХ.

В настоящее время участок регулярно осваивает новые типоразмеры трубных конструкций с тепловой изоляцией, наращивает производственные мощности и проводит работы по аттестации альтернативных систем материалов ППУ.

«Как результат слаженной работы проектной команды и коллектива участка были выполнены первые заказы для наших клиентов на собственном оборудовании, – сообщил старший мастер участка по изготовлению труб с пенополиуретановой изоляцией Алексей Ляляскин. – В ближайшей перспективе мы планируем выйти на производственную мощность нашего участка в 4 трубы в час, а если речь идет о трубах малого диаметра, то – 6. Наши цели на 2018 год – выпустить не менее 10 тысяч тонн труб с пенополиуретановым покрытием».

НОВЫЕ РАБОЧИЕ МЕСТА

Новый участок потребовал привлечения 127 новых специалистов для комплектования двух смен. Для увеличения производительности за счет перехода на круглосуточный режим работы необходимо набрать и обучить еще 54 сотрудника, которые после специального профильного обучения вольются в наш коллектив.

Подходя к организации нового производственного участка, руководство компании установило достаточно жесткие требования к безопасности труда специалистов, которые будут работать здесь. Оборудование выполнено с обеспечением комплексной механизации и автоматизации производственных процессов, чтобы исключить тяжелый физический труд персонала. Соблюдены необходимые условия по уровню шума работающего оборудования, температурному режиму в местах нахождения рабочих и другие важные требования техники безопасности. 🚧



Alter eco России

АНАСТАСИЯ ОКОРЧКОВА

Эксперт в области устойчивого развития

НИКИТА КОРНЮХИН

Эксперт в области нефтяной и газовой промышленности

Новости о достижениях «зеленой энергетики» не сходят со страниц газет и журналов, редкий отраслевой форум обходится без круглого стола на тему возобновляемых источников энергии (ВИЭ), интернет пестрит новостями о беспрецедентно дешевой и чистой энергии. Однако в этом потоке информации лишь иногда встречаются упоминания о Российской Федерации. Даже Китай с его почти 75%-й долей угля в энергобалансе страны нередко приводится в обзорах ведущих мировых аналитических агентств в качестве образца для подражания в связи с громкими заявлениями о намерениях резко увеличить долю возобновляемой энергии. России же внимания уделяется много меньше. Возникает вопрос: насколько справедливо формируемое информационным полем впечатление, что наша страна находится как бы на обочине новых мировых веяний в энергетической сфере?

Надо признать, у России есть экономические и политические резоны не торопить энергетическую революцию. Ведь по оценке Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA), при нынешнем уровне развития отечественных технологий генерация энергии с использованием возобновляемых источников обходится в 3–8 раз дороже, чем при сжигании газа или угля. Кроме того, пока не налажено производство

необходимых для ВИЭ-генерации технологий, есть риск попасть в технологическую зависимость от стран-импортеров.

В то же время мощный фундамент традиционной энергетики и ее ресурсной базы позволяет России заниматься энергетикой будущего планомерно, без излишней спешки, в соответствии с собственными приоритетами в организации такой работы.

Кстати, вхождение России в мировой рынок возобновляемой энергии началось уже давно. Еще в 1930-е годы в Советском Союзе был подготовлен и опубликован Атлас ветров. С той поры неоднократно проводились исследования, имеющие целью точно оценить ветроэнергетический потенциал России.

Академик Российской инженерной академии Павел Безруких и его коллеги по Энергетическому институту им. Г.М. Кржижановского ценили современный совокупный ветровой потенциал России в 26 млрд тонн условного топлива (т у. т.), технический потенциал – 2 млрд т у. т., экономический – 10 млн т у. т. Потенциал использования на территории России солнечной энергии, по оценкам тех же ученых, составляет 2,3 трлн т у. т., технический потенциал – 2,3 млрд т у. т., экономический – 12,5 млн т у. т.

Надо признать, у России есть экономические и политические резоны не торопить энергетическую революцию

В 2003 году российские ученые Эдуард Перминов и Олег Перфилов, работавшие над отчетом Международного Энергетического Агентства (МЭА) о возобновляемых ресурсах России, говорили о возможном потенциале генерации электроэнергии с использованием ветра в $80 \cdot 10^{15}$ кВт*час в год (совокупный), $6,2 \cdot 10^{15}$ кВт*час в год (технический) и $31 \cdot 10^{12}$ кВт*час в год (экономический).

Из этого можно сделать вывод, что помимо углеродной экономики у России есть и другая, низкоуглеродная платформа – альтер эко.

Как показали исследования, размер этого альтер эко Российской Федерации велик, поэтому использование энергии ветра и солнца – лишь вопрос времени.

«Три года назад Россия не ввела ни одного мегаватта возобновляемой энергетики. За 2015–2016 годы мы ввели 130 МВт, в этом введем еще примерно 130 МВт», – сообщил, выступая на одной из дискуссионных площадок Российской энергетической недели, первый замминистра энергетики РФ Алексей Текслер.

ОПЫТ СОСЕДЕЙ

Российская Федерация обеспечивает собственные потребности в энергоресурсах и не находится в бедственном экологическом состоянии. Поэтому, принимая к сведению позицию непримиримых поборников исключительно «чистой» энергии, уместно задаться вопросом: насколько целесообразно поддерживать инициативы, родившиеся в странах с иными географическими особенностями и отличными от наших природно-климатическими условиями?

В этой связи полезно более внимательно изучить особенности тех стран, которые наиболее активно выступают за развитие чистой энергетики. Прежде всего, интересен

опыт Германии (по оценке Института солнечных энергосистем им. Фраунгофера (ISE), доля ВИЭ в производстве электроэнергии достигла здесь 34% в 2016 году) и Франции (родина Парижского климатического соглашения).

Энергетический поворот (Energiewende) в Германии осуществляется в форме постепенного отказа от углеводородной и ядерной энергетики и постепенного перехода на возобновляемые источники энергии. К 2025 году здесь планируется увеличить долю электроэнергии, получаемой из альтернативных источников, до 40–45%, а к 2035 году – до 55–60%.

Германия, как ведущая промышленная держава, стремится исключить использование атомной энергии, снизить зависимость от импорта нефти и газа, совершенствовать технологии и развить новые отрасли экономики, учитывая процессы изменения климата. Особое внимание уделяется развитию солнечной и ветряной энергетики.

В Германии построены самые крупные ветряки-аккумуляторы. Цена одного изделия – \$81 млн, вырабатывают 3,4 МВт*час и имеют гидроаккумулятор емкостью 70 МВт*час.

Франция так же, как и Германия, стремится к энергетической независимости и активно развивает ВИЭ. Основная цель – к 2030 году производить 40% электроэнергии на основе возобновляемых источников.

Следует отметить, что вновь назначенный в 2017 году министр энергетики Франции Николя Уло – эколог по образованию – планирует поддерживать обозначенный до его прихода к власти курс развития энергетики. Примечательно, что министерство, которое называлось Министерством энергии, экологии и устойчивого развития, было переименовано в Министерство перехода к экологичному и солидарному обществу, вобравшему в себя и энергетический блок.

ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РАЗЛИЧИЯ

Особого внимания при рассмотрении возможностей развития возобновляемой энергетики заслуживают географические и природно-климатические факторы.

Германия имеет площадь 357376 км^2 (почти в 48 раз меньше площади России). При этом протяженность территории с севера на юг составляет 876 км, а с запада на восток – 640 км. От расстояний зависит протяженность линий электропередачи от участка генерации (например моря) до потребителя. Так, по данным АО «Системный оператор Единой энергетической системы», энергия, полученная за счет использования угля, газа и ВИЭ, проходит по ЛЭП в среднем около 35 тыс. км.

Франция расположилась на площади 643801 км^2 (в 26 раз уступает по площади России). При этом расстояние в любом направлении составляет порядка 950 км. А общая протяженность магистральных ЛЭП – 105331 км.

Территория Российской Федерации – 17125191 км^2 . С севера на юг она простирается на 4 тыс. км, с запада на восток – почти на 10 тыс. км. Промышленные центры России располагаются на всей территории страны, большая же их часть сконцентрирована на западе.

Одних только ЛЭП с напряжением более 110 кВ в Российской Федерации около 400 тыс. км. И часть этих линий находится на территории вечной мерзлоты, что требует

дополнительных расходов на сооружение, обслуживание и модернизацию.

Прежде чем перейти к анализу природно-климатических условий, полезно также сопоставить рассматриваемые нами страны по такому параметру, как крайние северные и южные точки.

Крайняя северная точка Германии (55° с. ш.) находится на острове Зильт. Примерно на этом же географическом уровне находится и северный край Франции – коммуна Бре-Дюн (51° с. ш.). Крайняя южная точка Германии (47° с. ш.) находится в коммуне Оберстдорф, а Франции – в деревне Пуч-де-Кома-Негра (42° с. ш.).

Широта южного края европейских стран проходит на уровне таких городов России, как Краснодар, Хабаровск и Южно-Сахалинск, а северная граница совпадает с Московской областью, Челябинском и Новосибирском.

КЛИМАТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

Говоря о размерах стран, очень важно также учитывать климатические особенности, которые преобладают на той или иной рассматриваемой территории.

В соответствии с классификацией климатов Кёппена, Германия и Франция относятся к океаническому умеренному климату (Cfb), умеренно теплому с равномерным увлажнением.

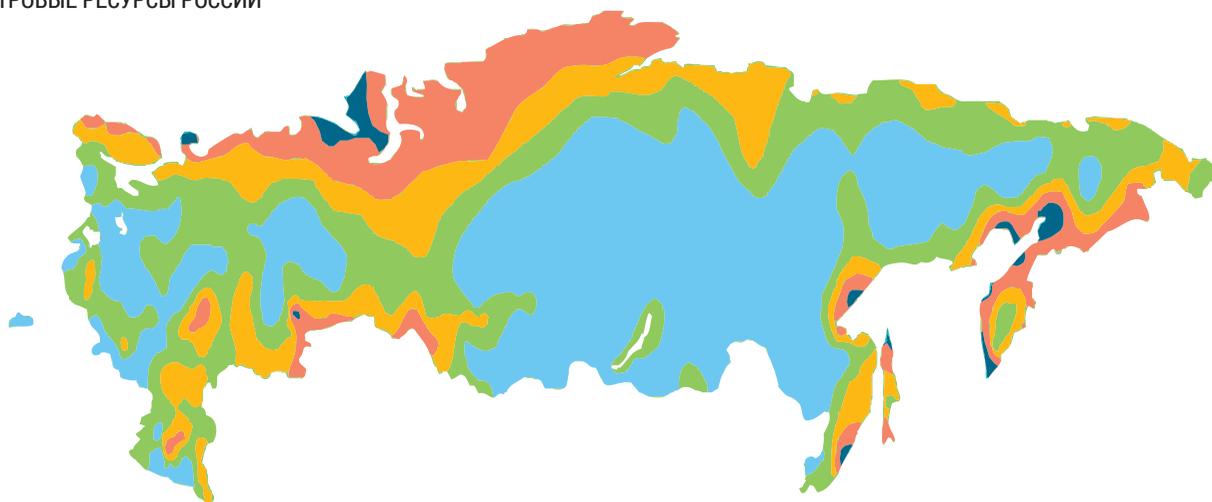
Российская Федерация же занимает 32,5% материка Евразия, располагаясь в его северной части. На большей части нашей страны преобладает полярный климат (Dfc) с суровыми продолжительными зимами. Часть населения проживает в умеренном климатическом поясе. Однако в связи с тем, что основные промышленные ресурсы (минеральные, водные, лесные) располагаются в северной части страны, Россия является абсолютным рекордсменом по числу людей, проживающих выше 60° с. ш.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Северное положение значительно влияет на стоимость хозяйственной деятельности на территории Российской Федерации. Оно определяет объемы затрат энергии на производство ВВП. Строительство и эксплуатация промышленных и жилых зданий, транспортных путей в условиях сурового климата требуют больших расходов, стоимость освоения новых технологий и запуска производств в разы увеличивается.

Более 140 млн человек в России живут выше самой северной точки обеих стран (Германии и Франции), и поэтому рекомендации стран ЕС стоит принимать с осторожностью. Очевидно, что использовать технологии стран ЕС на всей территории России не представляется возможным.

ВЕТРОВЫЕ РЕСУРСЫ РОССИИ



Закрытая местность		Открытая местность		Морское побережье		Открытое море		Холмы и горы	
м/с	Вт/м ²	м/с	Вт/м ²	м/с	Вт/м ²	м/с	Вт/м ²	м/с	Вт/м ²
● > 6,0	> 250	> 7,5	> 500	> 8,5	> 700	> 9,0	> 800	> 11,5	> 1800
● 5,0 – 6,0	150 – 250	6,5 – 7,5	300 – 500	7,0 – 8,5	400 – 700	8,0 – 9,0	600 – 800	10 – 11,5	1200 – 1800
● 4,5 – 5,0	10 – 150	5,5 – 6,5	200 – 300	6,0 – 7,0	250 – 400	7,0 – 8,0	400 – 600	8,5 – 10,0	700 – 1200
● 3,5 – 4,5	50 – 100	4,5 – 5,5	100 – 200	5,0 – 6,0	150 – 250	5,5 – 7,0	200 – 400	7,0 – 8,5	400 – 700
● < 3,5	< 50	< 4,5	< 100	< 5,0	< 150	< 5,5	< 200	< 7,0	< 400

Источник: Атлас ветров России (2000 г.)

Учитывая особенности нашей страны, в ближайшее время мы, пожалуй, увидим формирование симбиоза традиционной и альтернативной энергетик. Выступая в октябре 2017 года в Сочи, Владимир Путин подчеркнул, что традиционная энергетика и возобновляемые источники энергии между собой связаны, «и они пойдут еще многие десятилетия рука об руку, вместе». «Это касается, кстати, и решения вопросов экологии, тех же выбросов», – сказал глава государства.

ЗРИМЫЕ УСПЕХИ

Россия, как и ее западные соседи, рассматривает различные возможности в области производства и использования ВИЭ. За последние несколько лет у нас произошли существенные подвижки в плане развития солнечной энергетики. Однако информационный шум западных СМИ и слабый интерес к этому сегменту со стороны российской прессы не обеспечивают должного общественного резонанса достижениям нашей страны в области развития солнечной генерации.

В южных регионах России уровня солнечной радиации вполне достаточно для хозяйственного использования ее в качестве источника энергии. Следует отметить, что власти этих регионов давно занимаются данным направлением и, опираясь на поддержку федерального правительства, добиваются определенных успехов.

Стараются не отставать и другие российские регионы. Об этом Владимир Путин рассказал, общаясь в октябре 2017 года с делегатами Всемирного фестиваля молодежи и студентов: «У нас на Крайнем Севере используют солнечные панели, в том числе для обогрева нефтяных трубопроводов – для того, чтобы нефть там не замерзала, а в условиях Крайнего Севера эти солнечные батареи используются для нагрева нефти при прокачке нефти по трубам... Оказывается, того незначительного объема солнечного света – просто света даже, не тепла – достаточно, чтобы греть нефть в трубах».

Больших успехов российская промышленность добилась в области производства фотоэлектрических модулей для солнечных электростанций. По словам Владимира Путина, «наши солнечные панели общепризнанно являются наилучшими в мире по качеству, по сроку службы и по эффективности».

Регулярно в эксплуатацию вводятся новые, более современные и эффективные солнечные электростанции. Например, в начале февраля 2016 года начала свою работу СЭС в Чите, в декабре 2015 года были введены в эксплуатацию солнечные электростанции в Оренбургской области и Республике Хакасия. А чуть раньше, в октябре 2015 года, АО «СахаЭнерго» приступило к эксплуатации трех солнечных электростанций в селах Якутии. Кроме того, в республике Алтай функционируют Бурибаевская, Плешановская и Усть-Канская солнечные электростанции общей мощностью 20 МВт.

СОЛНЕЧНЫЕ РЕСУРСЫ РОССИИ



Источник: «Возобновляемая энергия в России. От возможности к реальности» (МЭА, 2004 г.)

«В целом по результатам конкурсов, которые уже проведены, у нас до 2024 года будет введено 1600 МВт только солнечных электростанций, 3600 МВт ветровых электростанций», – сообщил министр энергетики РФ Александр Новак. По его словам, уже проведены тендеры по соответствующим энергетическим проектам совокупной мощностью 1165 МВт, а это примерно 150 млрд рублей инвестиций, которые будут вложены в ближайшее время.

Есть подвижки и в области ветроэнергетики. По словам Алексея Текслера, за последние два года удельные капитальные затраты при создании объектов ветряной генерации снизились более чем на 30%. «Это тоже очень хорошее движение вперед, и это говорит о том, что <...> у возобновляемой энергетики большое будущее», – подчеркнул первый замминистра энергетики РФ. А по заверениям председателя правления Управляющей компании РОСНАНО Анатолия Чубайса, российское оборудование для ветряной электрогенерации вполне конкурентоспособно на международной арене и готово выйти на экспорт. Более того, в Адыгее будет создан самый крупный в стране ветропарк установленной мощностью 150 МВт.

ХОТЯ И ДОЛГО ЗАПРЯГАЕМ

На фоне показателей европейских лидеров российские достижения пока кажутся незначительными. Но ведь и полномасштабное развитие данного сектора началось в нашей стране лишь в 2013 году, когда появилась соответствующая нормативно-правовая база: дополнения к федеральному закону «Об электроэнергетике» сформировали возможности для использования механизма

продажи мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, по договорам поставки мощности на оптовый рынок (ДГМ ВИЭ) по цене и в порядке, установленном правительством РФ.

По данным государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (ГИС ЭЭ), закончился отбор проектов ВИЭ на 2017–2019 годы на ветровую и гидрогенерацию. Суммарные инвестиции победителей отбора в ближайшие четыре года превысят 48 млрд рублей. С победителями отбора заключают договор поставки мощности (ДГМ ВИЭ), с гарантированной доходностью и сроками окупаемости. По ветру и малым ГЭС заявки оказались меньше квот, так как по ним пока не получается локализовать производство оборудования в России.

Отрасль молодая. Для такой ресурсобеспеченной страны, как Россия, отрасль возобновляемой электроэнергетики не является приоритетной: ни по экономическим показателям, ни по политическим. Однако, следуя последним мировым тенденциям, «другая» сторона российского ТЭК – его «альтер эко» – стала развиваться довольно динамично.

Благодаря прекрасно функционирующей традиционной энергетике, у нас есть возможность оценивать и планировать каждый шаг «альтер эко». Для тех, кто думает, что если не поспешить, то можно упустить шанс занять свое место на мировом рынке, приведем цитату легендарного германского государственного деятеля, рейхсканцлера Германской империи Отто фон Бисмарка: «Русские долго запрягают, но быстро едут».



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



Локомотив сланцевой добычи

АЛЕКСАНДР МАЛАНИЧЕВ

Приглашенный профессор РЭШ

Несмотря на стремительное развитие «зеленых» технологий, нефть остается одним из главных энергоносителей, который обеспечивает поступательное развитие мировой экономики. Высокий уровень цен на нефть еще несколько лет назад обеспечивал инвестиции в разведку и добычу на уровне 4% мирового ВВП. Страны-экспортеры получали более \$1 трлн в год за поставки этого сырья и использовали данные средства на развитие инфраструктуры, модернизацию производства и увеличение благосостояния граждан.

Ситуация резко изменилась после начала снижения цен на нефть в середине 2014 года. Это привело к замедлению развития стран ОПЕК, рецессии в России, ослаблению роста инвестиций в экономику США и к сдерживанию инфляции в развитых государствах. Считается, что существенную роль в падении нефтяных котировок сыграло увеличение добычи нефти на сланцевых месторождениях в США.

Дальнейшие перспективы сланцевой революции во многом связываются с освоением крупнейшего перспективного бассейна Permian. Он обладает гигантскими ресурсами нефти, превосходящими потенциал саудовского месторождения Гавар. А использование передовых технологий позволило серьезно снизить издержки производства нефти в этом бассейне.

Развитие добычи сланцевой нефти вызвано рядом экономических, технологических, геологических и институциональных факторов. В комбинации они обусловили сланцевую революцию именно в США, а не в других странах

залегания нетрадиционных углеводородных ресурсов. Сочетание высоких цен на нефть и падения себестоимости производства (под напором совершенствующихся технологий горизонтального бурения, гидроразрыва пласта,

3D-сейсмики) с 2012 года привело добычу в фазу активного роста. И в 2014 году она достигла 4% от общемирового объема.

НОВЫЙ ЛИДЕР

Одновременно на рынок действовал ряд других факторов: увеличение добычи в странах ОПЕК, снятие санкций с Ирана, угроза переполнения хранилищ нефти в США и т. д. В результате произошло стремительное падение цен на нефть – с \$110/барр в начале 2014 года до \$30/барр в январе 2016-го. Снижение котировок, которые оказались ниже себестоимости добычи, ударило по производителям нефти. Достигнув по инерции пика в 5,47 млн барр/сут. в марте 2015 года, объемы производства на сланцевых месторождениях США стали снижаться, опустившись к декабрю 2016 года до минимума в 4,75 млн барр/сут.

После этого ситуация изменилась, и повышение цен во второй половине 2016 года транслировалось в рост инвестиционной активности. В частности, увеличилось число работающих буровых установок в США. И с начала 2017 года добыча нефти ускорилась.

Ранее локомотивами сланцевой революции были залежи Eagle Ford и Bakken. Теперь же ключевую роль играет регион Permian, на который приходится более 40% добычи. Эта залежь расположена в западном Техасе и юго-восточной части штата Нью-Мексико. Ее площадь составляет 53 млн акров (см. «Карта сланцевых формаций в США»).

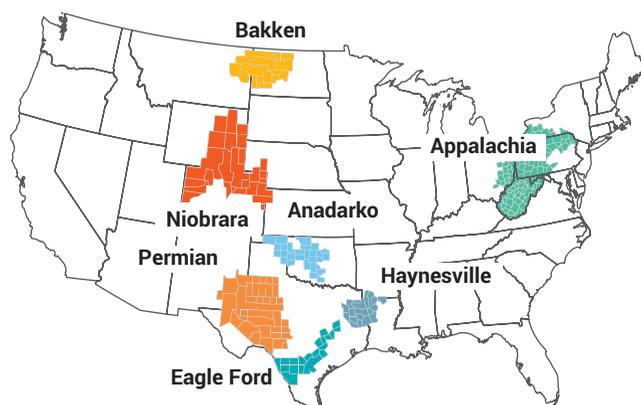
Здесь впервые начали добывать нефть вскоре после Первой мировой войны. Сегодня, почти 100 лет спустя, добыча на залежи Permian растет, и она может стать крупнейшим в мире нефтяным месторождением. Комбинация новых технологий и глобальных ценовых войн сделала бассейн потрясающе продуктивным (см. «Добыча сланцевой нефти в США по залежам»).

Развитие добычи сланцевой нефти вызвано рядом экономических, технологических, геологических и институциональных факторов

По всему миру известно несколько огромных нефтяных месторождений. Поле Гавар в Саудовской Аравии, обнаруженное в 1948 году, считается самым крупным и самым известным. На нем производится около 5 млн барр/сут., а его остаточные запасы оцениваются более чем в 70 млрд барр (при том что 70 млрд уже извлечено). Именно благодаря Гавару Саудовская Аравия де-факто возглавляет ОПЕК.

Но теперь крупнейшим в мире стал Пермский бассейн. Он уже дал Соединенным Штатам почти 30 млрд барр нефти и 75 трлн ф³ природного газа. В настоящее время Permian обеспечивает добычу около 2,6 млн барр/сут. О том, как кипит работа в этом бассейне, свидетельствует тот факт, что новым работникам трудно снять жильё

КАРТА СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ В США



Источник: EIA

вблизи месторождения, хотя отели строятся с бешеной скоростью.

ВЕЧНО МОЛОДОЙ

Permian уникален тем, что два его суббассейна – Midland и Delaware – сформированы из нескольких нефтеносных слоев, расположенных друг под другом (Wolfcamp, Spraberry и Bone Spring). Каждый из них имеет толщину более 1 тыс. футов. Они залегают на глубине от нескольких сотен футов до 5 миль под землей. При этом 80% запасов расположены на глубине менее 10 тыс. футов (см. «Нефтеносные формации Permian»).

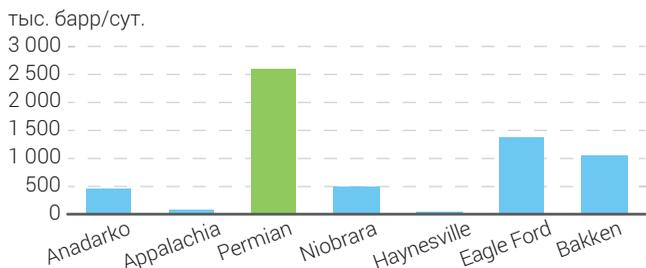
Операторы могут вести добычу из них одновременно, что обеспечивает безубыточность операций при цене нефти марки WTI в \$50/барр. Низкой себестоимости способствует и большая толщина слоев. Для сравнения: в соседнем большом месторождении Eagle Ford в восточном Техасе она составляет всего лишь 200–300 футов.

По словам главного исполнительного директора Pioneer Natural Resources Скотта Шеффилда, ресурсы Permian больше, чем у саудовского Гавара. Причем более 75 млрд барр извлекаемых запасов находится только в залежах Spraberry и Wolfcamp, 40 млрд – в суббассейне Delaware и еще больше – в слое Wolfcamp C. Суммарные запасы могут превысить 160 млрд барр, что более чем в два раза превышает остаточные запасы Гавара.

Основными типами породы в Permian являются известняк, доломит и песчаник с высокой пористостью. Но прогресс в горизонтальном бурении и гидравлическом разрыве позволил вести извлечение сырья и из нетрадиционных труднопроницаемых пород, которые были обнаружены в образовании Wolfcamp.

Производительность на одну скважину продолжает расти благодаря развитию новых технологий добычи и геологическим особенностям Permian. Так, в 2017 году она достигла 460 барр/сут., что на 20% выше показателя предыдущего года. Многие операторы продолжают экспериментировать с методами заканчивания скважин, чтобы

ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В США ПО ЗАЛЕЖАМ, сентябрь 2017 г.



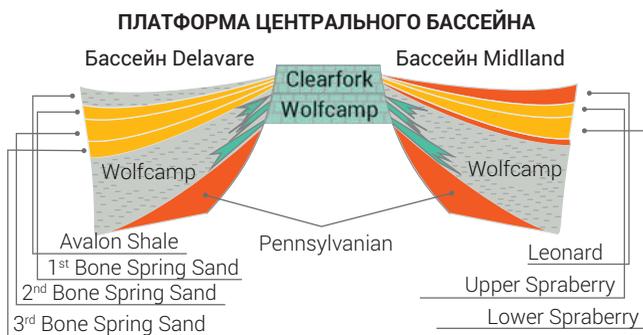
Источник: EIA

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ СРЕДНЕЙ СКВАЖИНЫ НА PERMIAN



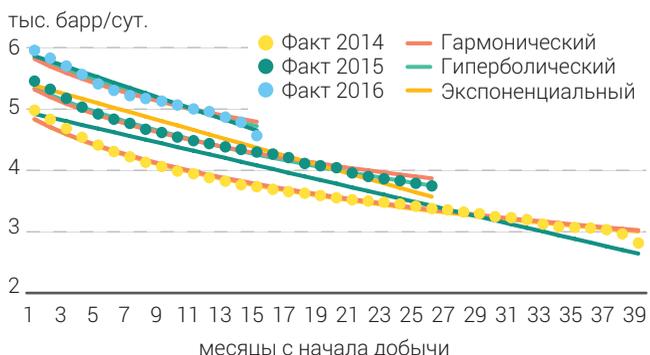
Источник: EIA

НЕФТЕНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ PERMIAN



Источник: Drilling Info

СНИЖЕНИЕ ДОБЫЧИ ИЗ ТИПОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ PERMIAN, ПРОБУРЕННЫХ В 2014, 2015 и 2016 гг.



Источник: EIA

максимизировать объем добычи (см. «Производительность средней скважины на Permian»).

В общем случае профили добычи нефти из скважин могут быть описаны экспоненциальными, гармоническими и гиперболическими функциями. Известно, что в случае сланцевой нефти этот процесс наилучшим образом аппроксимируется гиперболической функцией (см. «Снижение добычи из типовых скважин на месторождении Permian...»).

Гиперболический профиль снижения добычи означает более высокую скорость ее падения в первоначальное время, чем, например, для экспоненциального профиля. А по мере увеличения доли старых скважин темпы падения производства могут замедлиться. Это новый эффект по сравнению с традиционными месторождениями. И он в дальнейшем может увеличить устойчивость добычи сланцевой нефти к негативной конъюнктуре рынка.

Однако в настоящий момент наблюдается обратная ситуация. Из-за высоких темпов прироста дебитов и большой доли новых скважин, доля добычи из старых скважин (Legacy Production Change) только сокращается (см. «Снижение добычи из существующих скважин...»). Несмотря на это, прогноз до конца текущего года выглядит весьма оптимистично – объемы производства могут приблизиться к 2,5 млн барр/сут.

Сравнение различных прогнозов динамики добычи на Permian за июль-декабрь 2017 года показало, что Wood Mackenzie и Rystad несколько недооценивают потенциал прироста, который может составить более 0,4 млн барр/сут. Но реализации такого оптимистичного прогноза могут помешать инфраструктурные ограничения и резкое падение цен на нефть.

Повышение цен во второй половине 2016 года транслировалось в рост инвестиционной активности. В частности, увеличилось число работающих буровых установок в США

Также определенные опасения вызывает информация от оператора Pioneer Natural Resources об увеличении доли добываемого газа из скважин на сланцевых залежах. Рост соотношения газ/жидкость обычно характерен для поздних периодов эксплуатации скважин, когда заметно падает давление в резервуаре. Если это так,

то можно говорить еще об одном риске реализации прогноза – преждевременном исчерпании извлекаемых запасов нефти. Однако рост доли газа может быть вызван и другими факторами технологического и геологического плана. Все это вносит неопределенность в оценку текущей ситуации и требует ее регулярного мониторинга.

ПРЕДСКАЗАНИЕ КОРОЛЯ

По информации Wood Mackenzie, себестоимость добычи нефти на Permian составляет в среднем около \$45/барр, а на некоторых наиболее продуктивных участках (sweet spots) она еще меньше – \$30–35/барр. Снижение себестоимости произошло в первую очередь благодаря увеличению производительности буровых скважин. Это обусловлено более значительной протяженностью горизонтальных скважин и ростом объемов использования проппанта. Кроме того, себестоимость сокращалась из-за дефляции цен на сервисные услуги и закупаемые материалы.

Немаловажную роль сыграла и удачная геология залегающих нефти. В результате только в 2016 году производительность выросла на 20%. Однако потенциал дальнейшего ее повышения ограничен. В 2017 году она увеличится всего на 4%. Это вызвано тем, что протяженность горизонтальных скважин начала приближаться к оптимальной. Оптимизация состава и объемов использования проппанта также подходит к своему пределу.

Помимо этого, быстрый рост буровой активности в первой половине 2017 года вызвал подъем тарифов сервисных компаний на 15%. В итоге себестоимость на устье скважины вырастет с \$32/барр в прошлом году до \$34/барр в текущем. То есть инфляция сервисных цен превзойдет вклад роста эффективности добычи (см. «Изменение себестоимости добычи...»).

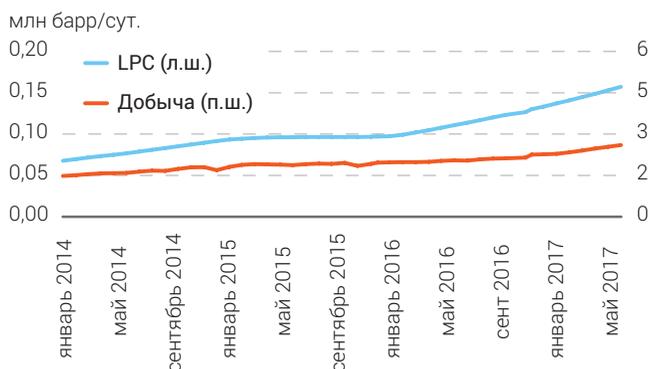
Wood Mackenzie прогнозирует, что сервисные издержки за период 2016–2019 годов вырастут в полтора раза. И к концу 2019 года это приведет к увеличению себестоимости добычи нефти на \$5–10/барр.

Когда два года назад американский «король гидроразрыва» и по совместительству глава Pioneer Natural Resources Скотт Шеффилд заявил, что добыча сланцевой нефти станет рентабельной при котировках WTI в \$25/барр, ему никто не верил. Теперь это предсказание становится реальностью. Ведь дальнейшее сокращение расходов на производство может составить до 40%, что делает сланцевую добычу еще более рентабельной даже при нынешних рыночных ценах на нефть.

Известно, что для проведения только одной операции гидроразрыва на одной скважине требуется около 25 тонн песка. Из-за инфраструктурных проблем некоторые компании вынуждены даже останавливать производство, поскольку не могут получить вовремя необходимое количество этой субстанции.

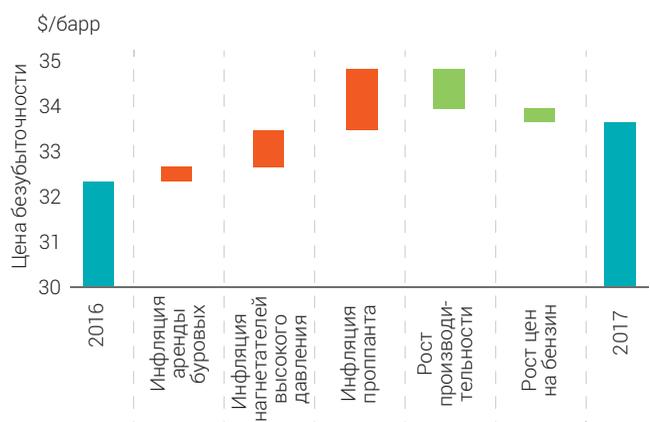
В настоящее время доставка песка в бассейн Permian осуществляется по железной дороге из штата Висконсин на севере США. Причем для этого используются только две железнодорожные ветки, и буровики постоянно испытывают дефицит расклинителя.

СНИЖЕНИЕ ДОБЫЧИ ИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СКВАЖИН (LPC) И ОБЪЕМЫ ДОБЫЧИ НА ЗАЛЕЖИ PERMIAN



Источник: EIA

ИЗМЕНЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ ИЗ ТИПОВОЙ СКВАЖИНЫ НА ЗАЛЕЖИ PERMIAN



Умеренная инфляция в сервисном секторе перевесила выгоды роста производительности и повышения цен на бензин. Ожидается, что точка безубыточности добычи нефти на континентальной части США немного вырастет, что представляет риски для маржинальных активов

Источник: Wood Mackenzie Deutsche Bank conference

И вот, кажется, проблема решена: поблизости от области Permian обнаружены богатые залежи песка именно того качества, которое необходимо для операций по гидроразрыву. Основные производители песка-расклинителя в США – компании Houston Hi-Crush Partners, US Silica и Fairmount Santrol – планируют в ближайшее время открыть несколько карьеров. Добыча песка непосредственно в Техасе и доставка его потребителям большегрузными самосвалами вместо товарных поездов позволит снизить затраты с текущих \$140 до \$85 за тонну.

Если проекты по добыче песка в регионе будут действительно реализованы, то это, скорее всего, позволит продолжить снижение себестоимости производства нефти на залежи Permian в ближайшие годы. В этом случае локомотив Permian по-прежнему будет набирать ход. 🚀



Интрига будущего года

Приватизация Saudi Aramco: вопросов больше, чем ответов

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»

С целью привлечения средств для реализации стратегии «Видение 2030» Саудовская Аравия объявила о намерении частично приватизировать национальную нефтяную компанию Saudi Aramco. Первичное публичное размещение 5% акций намечено на конец 2018 года. Однако окончательные решения о времени, месте и форме листинга пока не приняты. Неопределенность добавляет реальная стоимость компании, так как заявленная правительством оценка \$2 трлн вызывает сомнения в компетентных аналитических кругах.

За исключением подтверждения ранее объявленных сроков, представители Королевства никаких заявлений не делают. В отсутствие официальной информации вопросы, связанные с приватизацией крупнейшей в мире нефтяной компании, решаются на уровне предположений и неформальных сведений от якобы близких к теме источников. Молчание Эр-Рияда дает повод для предположения о разногласиях в правительстве и возможном сдвиге сроков IPO за пределы 2018 года.

По самым свежим сведениям из уст наследного принца Мухаммада ибн Салмана в конце октября, работа по IPO идет в заданном темпе и готовится множество решений, о которых вскоре будет объявлено.

О намерении правительства Саудовской Аравии частично приватизировать компанию Saudi Arabian Oil Co (Saudi Aramco) впервые стало известно в начале января 2016 года из уст тогда заместителя, ныне наследного принца Мухаммеда ибн Салмана в ходе четырехчасового интервью, которое он дал авторитетному британскому еженедельнику The Economist. Первичное публичное размещение (IPO) 5% акций намечено на конец 2018 года.

Приватизация национальной нефтяной компании Королевства Саудовской Аравии предполагается с целью привлечения средств для реализации стратегии «Видение 2030», включающей Национальный план трансформации. Новая стратегия предусматривает радикальную диверсификацию экономики страны, направленную на преодоление зависимости от нефти и расширение инвестиций в другие секторы для увеличения нефтефтяных доходов. «Видение 2030» предполагает максимизацию инвестиционного потенциала с участием в крупных международных компаниях и новых технологических разработках во всем мире», – было заявлено в ходе презентации стратегии, официально утвержденной в апреле 2016 года.

Первичное публичное размещение (IPO) 5% акций компании Saudi Arabian Oil Co. (Saudi Aramco) намечено на конец 2018 года

Кошельком программы должен стать суверенный фонд PIF. Программа PIF является одной из 12 платформ реализации стратегии «Видение 2030» и включает 30 инициатив, направленных на расширение фонда со \$160 млрд до \$400 млрд в 2018–2020 годах, в том числе за счет денег, полученных в результате продажи акций Saudi Aramco.

Стоит заметить, что информация о намерении Саудовской Аравии продать в течение 10 лет 49% акций Saudi Aramco, широко растиражированная мировыми СМИ в декабре 2016 года, со ссылкой на саудовскую газету Al-Eqtisadiah, была на следующий же день после опубликования опровергнута оригинальным источником, но продолжает блуждать в глобальной сети

СТОИМОСТЬ «ЖЕМЧУЖИНЫ»

Новость о предстоящей приватизации Saudi Aramco мгновенно стала сенсацией и породила множество вопросов и предположений. Определенных ответов на некоторые вопросы спустя более полутора лет по-прежнему нет.

Базовая неопределенность связана со стоимостью компании. Названная кронпринцем Мухаммадом ибн Салманом правительственная оценка \$2 трлн вызвала сомнения и открыла широкие дебаты в аналитических кругах.

В частности, аналитики агентства Reuters посчитали, что для достижения стоимости \$2 трлн Saudi Aramco

должна иметь значение EBITDA в районе \$130 млрд. Для сравнения авторы приводят компанию Apple стоимостью \$830 млрд, которая сообщила об EBITDA \$82 млрд (2015 год), и компанию ExxonMobil с рыночной капитализацией \$365 млрд в 2016 году и EBITDA \$23 млрд.

Saudi Aramco – крупнейшая в мире, но и самая закрытая нефтяная компания. Поскольку финансовые показатели деятельности, включая доходы и прибыль, никогда не публикуются, оценки стоимости компании формируются на основе сравнительных аналогий и колеблются в широком диапазоне. На противоположном конце оценочной шкалы находится предложенная консалтинговой компанией Wood Mackenzie цифра \$400 млрд.

Financial Times на основе предыдущих продаж акций BP и бразильской Petrobras считает, что Saudi Aramco стоит не более \$1,1 трлн. Эта оценка укладывается в диапазон мнений по исследованию, проведенному в апреле текущего года региональным инвестиционным банком EFG Hermes. По опросу 510 инвесторов, 39% респондентов оценили рыночную стоимость саудовской компании в диапазоне \$1,0–1,5 трлн. Около 36% участников исследования высказались за оценку ниже \$1,0 трлн и 25% согласились, что компания может стоить дороже \$1,5 трлн.

Таким образом, «большинством голосов» предполагается, что максимальная стоимость компании вряд ли превышает \$1,5 трлн (см. «Оценки рыночной стоимости Saudi Aramco»). Такая оценка подтверждается и сообщением The Wall Street Journal о том, что чиновники Saudi Arabian Oil Co. доложили руководству о трудностях с реализацией сценария листинга компании исходя из правительственной оценки стоимости \$2 трлн, что реальная цена должна быть на \$500 млрд меньше.

За продажу 5% акций Саудовская Аравия выручит \$100 млрд, исходя из стоимости компании \$2 трлн, или \$75 млрд, если принять наиболее вероятную оценку \$1,5 трлн. Одним из определяющих условий стоимости IPO, конечно, будут цены на нефть. Так что саудовские шейхи, во главе с королем и кронпринцем, должны быть очень заинтересованы в продлении периода сдерживания добычи до конца 2018 года. Изначально отправной ценой для публичного размещения акций компании называлась цена \$60/барр.

Стоимость выставленного пакета акций будет зависеть и от того, какие активы будут включены в продажу. Правительство рассматривает два основных варианта листинга. Один предполагает размещение акций дочерних подразделений компаний, скорее всего нефтеперерабатывающих или нефтехимических, второй – акций материнской компании, с включением активов ключевого добывающего бизнеса. В отличие от активов нефтепереработки, которые Saudi Aramco имеет не только на собственной территории, но и за рубежом, деятельность компании в сфере upstream сосредоточена исключительно в пределах Королевства, а также на месторождениях Нейтральной зоны, которые разрабатываются совместно с Кувейтом.

В Саудовской Аравии, однако, от объявленной оценки не отказываются. Недавно кронпринц Мухаммад ибн Салман на вопрос Reuters о сомнениях в отношении сто-

имости компании ответил, что торги внесут на этот счет полную ясность: «Я знаю, что по этому поводу идут активные дискуссии. Нет сомнений, что крупнейшее в мире IPO сопровождается слухами, но в конечном итоге свое слово скажет инвестор».

РИСКИ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ

Несмотря на очевидную привлекательность беспрецедентного по размеру эмитента, социально-экономическая роль Saudi Aramco в жизни страны, специфика менеджмента и информационная закрытость могут обернуться для потенциальных акционеров неприятными сюрпризами.

Saudi Aramco – государство внутри государства. По данным Всемирного банка, продажи нефти на мировом рынке обеспечивают 42% ВВП и 80% государственных доходов страны.

Между тем внутренний спрос на энергоресурсы быстро растет. Если в 1990 году компания могла экспортировать 95% добытой нефти, а в 2000 году – 75%, то к настоящему времени треть добычи используется на внутренние нужды и экспортный потенциал сократился до 2/3 добываемой нефти. По мере дальнейшего роста национальных потребностей в нефтепродуктах, объемы экспорта нефти и экспортных доходов будут сокращаться.

Другой потенциальный риск связан с дивидендами, основой привлекательности для инвесторов. Но деятельность Saudi Aramco выходит за рамки строго корпоративной коммерческой деятельности. Доходы компании отвлекаются на выполнение национальной миссии, через участие в крупных государственных проектах, финансировании субсидий населению, прочих общегосударственных расходах.

Новость о предстоящей приватизации Saudi Aramco мгновенно стала сенсацией и породила множество вопросов и предположений

Исторически сложившаяся роль Саудовской Аравии в периоды дисбаланса на мировом рынке в качестве замыкающего производителя, который берет на себя большую часть картельной квоты и снижает собственную добычу, при этом теряя рынки, тоже может идти вразрез с интересами акционеров.

Состояние месторождений и запасов Саудовской Аравии – тайна за семью печатями. На протяжении последних десятилетий регулярно возникают сведения о значительном обводнении основных месторождений, которые обеспечивают до 70% добычи нефти компании.

Нет ясного представления об истинном размере запасов нефти Саудовской Аравии. С 1988 года, когда доказанные запасы страны внезапно выросли на 50%, ежегодно публи-

ОЦЕНКА РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ SAUDI ARAMCO, \$ трлн

Оценщик	Рыночная стоимость компании
Кронпринц	2,0
Bernstein	1,5
Rystad	1,4
Financial Times	0,88–1,1
Wood Mackenzie	0,4
510 инвесторов по опросу EFG Hermes	<1,0 – >1,5

куемые Saudi Aramco оценки практически не меняются, колеблясь в узком диапазоне 260–267 млрд барр.

По данным компании, на начало 2017 года они составляют 260,8 млрд барр. Резкое увеличение запасов в 1988 году можно объяснить тактическими соображениями. В те годы, примерно в том же размере, оценки своих запасов нефти подняли Иран, Ирак и ОАЭ и другие страны ОПЕК для создания более высокой базы исчисления индивидуальных квот на добычу.

Можно предположить, что тогда в категорию доказанных были включены запасы низких категорий. Если так, то саудовские запасы нельзя считать чисто доказанными, а их подозрительная стабильность, при росте годовой добычи за эти годы вдвое, фактически предполагает возмещение каждого добытого барреля открытием одного нового, что маловероятно.

Представители Aramco объясняют стабилизацию своих запасов низкими издержками добычи, поддержкой производительности месторождений и высоким коэффициентом извлечения – в среднем 50%, но иногда достигающим 70%.

В конце 2016 года Saudi Aramco наняла фирму Gaffney, Cline & Associates для проведения оценки запасов нефти и газа компании. По сообщениям Wall Street Journal и агентства Reuters, аудит закончен, но его результаты неизвестны.

Как бы то ни было, но Халид аль-Фалих, министр энергии, промышленности и минеральных ресурсов Саудовской Аравии и председатель совета директоров Saudi Aramco, дал четко понять, что запасы нефти на рынок не выносятся, так как они принадлежат не компании, а государству. Потенциальным же акционерам предлагается возможность лишь извлекать их из недр.

Наряду с рисками, реально существующими для акционеров-нефтяников уже сегодня, в отдаленной перспективе маячит угроза снижения инвестиций Saudi Aramco в нефтяную индустрию в пользу ненефтяных отраслей и постепенного отхода от ископаемых энергоресурсов в рамках Национального плана трансформации и диверсификации экономики Королевства.

КОНКУРЕНЦИЯ БИРЖ

По сообщениям Reuters, банки JPMorgan Chase & Co, Morgan Stanley и HSBC Holdings, Moelis & Co. и Evercore Inc. выбраны Саудовской Аравией в качестве финансовых советников по проведению листинга Saudi Aramco. По информации из других источников, в пул могут войти два банка Китая. В качестве медиа-консультанта по IPO будет выступать американская FTI Consulting.

Во время конференции Oil & Money в Лондоне в середине октября министр энергии Саудовской Аравии Халид аль-Фалих сказал, что решение о месте проведения листинга еще не принято. «В свое время мы объявим, на какой бирже будет проведено IPO», – заявил он.

На проходившей 24–26 октября инвестиционной конференции в Эр-Рияде, собравшей 2,5 тыс. делегатов из более 30 стран, генеральный директор Saudi Aramco Амин Насер подтвердил, что решение о месте проведения листинга акций компании пока не принято.

Ранее сообщалось, что размещение планируется на бирже Tadawul в Эр-Рияде и как минимум на одной из зарубежных бирж. За привилегию продажи акций крупнейшего в истории эмитента готовы бороться Лондонская, Нью-Йоркская и три азиатские биржи.

По опросу 510 инвесторов 39 % респондентов оценили рыночную стоимость саудовской компании в диапазоне \$1,0–1,5 трлн

В Великобритании избрание Лондонской биржи рассматривают как желательное подтверждение имиджа крупного финансового центра в условиях выхода страны из Европейского союза. В апреле этого года премьер-министр Тереза Мэй и генеральный директор Лондонской фондовой биржи Ксавье Роле посетили Саудовскую Аравию с презентацией преимуществ британской торговой площадки.

Заинтересованность Великобритании настолько велика, что FCA, британский финансовый регулирующий орган, в июле этого года внес предложение об изменении ряда правил биржевой торговли, которые позволили бы национальным компаниям, таким как Aramco, претендовать на специальную категорию листинга с менее строгими требованиями раскрытия данных и регулирования. Более того, для включения в специальную категорию листинга предлагается отменить ограничение на продажу не менее 25% акций компании – условие, которое напрямую направлено на снятие шлагбаума для саудовского эмитента, планирующего выставить не более 5%.

Фондовая биржа в Нью-Йорке, финансовом хабе крупнейшей мировой экономики, должна быть наиболее привлекательна для Саудовской Аравии как торговая

площадка, которая может привлечь максимальное количество покупателей. Этому будет способствовать и позиция в стране компании Saudi Aramco, которая на протяжении десятилетий является одним из основных поставщиков нефти в США и владеет крупнейшим в стране НПЗ через совместное предприятие Motiva Enterprises LLC. Однако советники по проведению листинга предупреждают, что выбор Нью-Йоркской биржи связан с риском подпасть под закон США, по которому жертвы терроризма могут подать в суд на правительство стран, участвовавших в событиях 11 сентября 2001 года.

Нью-Йоркская и Лондонская биржи рассматривались как наиболее вероятный вариант, притом что объем листинга может востребовать обе площадки.

Но недавно появились сведения, что окончательный выбор отложен, так как появился новый вариант.

КИТАЙСКИЙ ФАКТОР

В сентябре, со ссылкой на близкие к событиям источники, появилась информация, что Эр-Рияд рассматривает вариант схемы торгов с участием ключевого инвестора, предположительно Китая, которому будет продан определенный пакет акций, с последующим листингом остального пакета на саудовской и иностранных биржах. Ранее в апреле агентство Reuters сообщало, что Китай предложил Саудовской Аравии прямую сделку по продаже акций создаваемому для этой цели китайскому консорциуму, в составе инвестиционного фонда CIC, госкомпаний Sinopec и PetroChina, китайских госбанков.

Но решение не принято, что может свидетельствовать о разногласиях в руководстве Саудовской Аравии. На этом фоне регулярно появляются предположения о возможном сдвиге IPO на 2019 год, которые с не меньшей регулярностью опровергаются официальными лицами Королевства. Самое свежее из них прозвучало из уст принца Мухаммада ибн Салмана на упомянутой конференции в Эр-Рияде в конце октября, когда он четко сказал: «Мы планируем провести IPO в 2018 году», – и подтвердил, что работа по IPO идет в заданном темпе и без проблем, что готовится множество решений, о которых будет объявлено.

Помимо Китая, принять участие в листинге предполагают инвестиционные фонды Кореи и Японии. По одному из сообщений, такое намерение высказал и российский инвестиционный фонд РФПИ. Возможно, в связи с этим генеральный директор фонда Кирилл Дмитриев был представителем России на инвестиционной конференции в Эр-Рияде. Сообщалось также, что госкомпания «Роснефть» принимать участие в листинге не предполагает.

Какой бы вариант приватизации ни был выбран, очевидно, что если листинг Saudi Aramco состоится, то он станет долговременным рекордом по масштабам привлеченных средств и участников, а его результаты могут привести к изменению в расстановке сил и иерархии на глобальной нефтяной сцене. 📰



Сжиженный газ Казахстана

Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

Производство сжиженного углеводородного (нефтяного) газа (СУГ) – надежный источник прибыли для нефтегазовых компаний в бывшем СССР. Цены на него быстро растут и в странах изготовления, и в государствах-импортерах. Растет и потребление, так как рыночная стоимость СУГ по-прежнему ниже цен на нефтепродукты, а круг потребителей весьма широк: от нефтехимических производств до автомобилей и закусокных в местах, лишенных электричества. Сжиженный нефтяной газ чрезвычайно конкурентоспособный товар на рынке углеводородов.

В бывшем СССР целый ряд стран – от Беларуси до Узбекистана – занимается производством СУГ, но только у двух – России и Казахстана – годовые промышленные объемы исчисляются миллионами тонн. В РФ это 15–17 млн тонн ежегодно, а РК выпускает почти 3 млн.

Казахстан тесно связан с Россией и встречными поставками СУГ, и непрерывной конкуренцией на рыночном пространстве от Европы до Китая. Соответственно, казахстанский сегмент сжиженного углеводородного газа это источник и возможностей, и рисков для широкого круга российских компаний – производственных, торговых, экспедиторских, поставщиков других разнообразных услуг для данной подотрасли.

В нынешнем году «расцвет» цен на рынке сжиженного углеводородного газа Казахстана опережает все остальные показатели. С начала года регулируемая властями оптовая стоимость СУГ увеличилась с \$69 до \$105 за тонну, розничная в некоторых регионах возросла еще более. На этом фоне в октябре правительство РК приняло решение о начале с января 2018 года трехлетнего перехода к полностью нерегулируемым ценам на СУГ.

Между тем казахстанские мощности для выпуска СУГ близки к достижению пика своих возможностей. Во второй половине 2017 года в Казахстане началось временное снижение производства сжиженного газа. А в течение всего года отмечается дефицит СУГ на внутреннем рынке.

Правительство РК приняло решение о начале с января 2018 года трехлетнего перехода к полностью нерегулируемым ценам на СУГ

Зияш Киякбаев, директор департамента развития газовой промышленности Минэнерго РК, прогнозирует, что в нынешнем году производство сжиженного газа останется на уровне 2016 года. В 2018-м оно возрастет незначительно, а затем появляющиеся мощности будут в основном компенсировать убыль продукции на старых

предприятиях. Несмотря на прежние громкие заявления, сегодня в Казахстане уже не ждут повторного удвоения производства СУГ в следующие годы, как это было в прежние времена.

Такие тенденции открывают новые возможности для увеличения экспорта сжиженного газа в Казахстан из России и наращивания делового потенциала российских производителей, поставщиков и представителей иных сфер деятельности, связанных с СУГ.

Дело в том, что сейчас оптовые и розничные цены на СУГ в Казахстане ниже в 2–3 раза, чем в пограничных областях России. Но отечественные производители и в нынешних условиях ухитряются получать прибыль от «серых» поставок сжиженного нефтяного газа в Казахстан, а уж при происходящих переменах рынок соседа может стать еще более привлекательным направлением сбыта.

МАЯТНИК ВОЗМОЖНОСТЕЙ

В Казахстане сжиженный углеводородный газ выпускают около дюжины предприятий, но всего четыре из них способны производить более 200 тыс. тонн в год, и столько же – свыше 100 тыс. тонн (см. «Динамика производства СУГ...»).

Сразу отметим, что данные о производстве и сбыте СУГ получены из нескольких источников, и поэтому между ними есть небольшие различия. Таможенные службы РК не учитывают «серый» экспорт сжиженного газа, а корпоративные данные компаний-производителей выше, чем те, что поступают в Минэнерго Казахстана.

МЕСТА НАИЛУЧШЕГО «КЛЕВА»

Спрос на СУГ в Казахстане рос особенно активно в прошлом году. Но в территориальном плане ситуация отнюдь не везде была однородной.

Местом наилучшего «клева» стал транспортный сегмент Южно-Казахстанской области (ЮКО). За год объем газомоторного топлива, проданный на традиционных и газовых АЗС, увеличился на 53%, или на 24,6 тыс. тонн.

В относительном исчислении наибольший подъем показала Кызылординская область. Здесь объемы выросли в три раза, на 18,4 тыс. тонн. Следует отметить, что «Тургай-Петролеум» свернул производство СУГ, а на областном Шымкентском НПЗ проекты, связанные со сжиженным газом, предусматривают его очистку от серы, но несущественное увеличение производства.

Почти в таком же темпе (на 87%, или на 15,3 тыс. тонн) рванул вверх спрос в южной столице – Алматы. События последнего времени показывают, что казахский Юг – это очень перспективный регион с точки зрения увеличения торговли СУГ.

Север старается не отставать от Юга. В пограничной с Россией Актюбинской области (кстати, рядом с Орским НПЗ) потребление СУГ выросло на 86%, на 17,8 тыс. тонн. Объемы, конечно, не очень велики, но рост продолжается.

Наиболее высокие цены на СУГ в ЮКО, Жамбылской, Акмолинской, Северо-Казахстанской, Восточно-Казахстанской, Карагандинской областях. Наименьшие – в Мангистауской. Цены на Юге продолжают подъем, потому что после остановки «Тургая» снижается производство СУГ на Амангельдинском ПЗ, а для Шымкентского НПЗ «усыхает» сырьевая база.

Крупнейшее производство у международного товарищества «Тенгизшевройл» (ТШО), которое добывает углеводороды на месторождениях Тенгиз и Королевское, а затем доводит газ до товарного состояния на своем одноименном газоперерабатывающем заводе. Год назад ТШО получил на нем свыше 1,35 млн тонн сжиженного газа, что существенно больше, чем в 2015 году. И до середины нынешнего года товарищество поддерживало рост так, что выпустило за шесть месяцев больше 708 тыс. тонн из почти 1,7 млн тонн в целом по Казахстану. Но уже в июле, а затем и осенью «Тенгизшевройл» взялся за регулярный плановый ремонт оборудования завода, и среднемесячный объем производства сократился в два раза.

Именно «тенгизский фактор» – концентрация значительной части выпуска СУГ в одном источнике – стал главным в общем снижении объема продукции в Казахстане во второй половине года. (Аналогичная тенденция

характерна и для России, где из-за ремонта на мощностях СИБУРа в нынешнем году прервался федеральный рост производства СУГ.) Впрочем, снижение в РК произошло и на других предприятиях.

Тем не менее ясно, что показатели ТШО имеют устойчивый характер, а периодические ремонты снижают их примерно один раз в несколько лет. При этом, чтобы узнать годовой объем производства сжиженного газа «Тенгизшевройлом», надо помнить, что, как правило, он составляет 5–6% от добычи нефти.

Прошлым летом «Тенгизшевройл» объявил о принятии окончательного решения о финансировании Проекта полного расширения разработки Тенгиза и Проекта управления устьевым давлением. Они предусматривают, что после 2022 года отдача нефти на месторождении будет увеличена благодаря наращиванию обратной закачки газа в пласт. В свою очередь, объем газа, оставленного на поверхности, сократится, а следова-

ДИНАМИКА ПРОИЗВОДСТВА СУГ И ПОЯВЛЕНИЯ НОВЫХ УЧАСТНИКОВ РЫНКА, тыс. т/г.

Компания	2009 г.	2013 г.	2016 г.
Тенгизшевройл	1 157,3	1 353,3	1 351,3
Павлодарский НХЗ	237,0	215,4	243,7
Шымкентский НПЗ	137,0	148,3	119,9
Жанажольский ГПЗ	129,0	233,2	445,5
Казахский ГПЗ	92,3	152,9	163,1
Акшабулакский ГПЗ	55,3	124,0	149,9
Тургай-Петролеум	8,8	57,8	Работа прекращена
Атырауский НПЗ	8,0	19,6	35,6
Жаикмунай	Еще не введен	131,0	139,8
Казахойл-Актобе	Еще не введен	7,6	22,2
Амангельдинский ГПЗ	Еще не введен	5,1	3,8
KazFrac	Еще не введен	Еще не введен	5,5
КазРосГаз (Газпром / КМГ)	Нет данных	167,2	272,3
Всего*, в т. ч.	1 824,7	2 615,4	2 952,6
Поставки на экспорт	1 304,7	1 793,0	2 085,7
Поставки на внутренний рынок	520,0	822,4	866,9

* Оперативные данные предприятий

Источник: Кабинет Министров Республики Казахстан

тельно, и сырья для переработки и производства СУГ станет меньше.

ТШО, скорее всего, останется крупнейшим производителем сжиженного нефтяного газа в Казахстане, но без перспектив значительного роста как минимум до 2035–2040 годов. Тогда из-за истощенности запасов продуктивность Тенгиза, по всей вероятности, начнет снижаться. Соответственно, и потребность в больших объемах закачки газа в пласт отпадет.

Надо также учитывать, что официальная Астана хочет использовать тенгизский СУГ в политически важных для РК проектах. Среди целого ряда документов по этому поводу есть Меморандум о взаимопонимании между Правительством Казахстана и ТОО «Тенгизшевройл», подписанный в 2013 году на период до 2033 года. В нем ТШО обещает ежегодно отправлять 550 тыс. тонн пропана и 380 тыс. тонн в качестве сырья запланированных нефтехимических заводов.

Как известно, пропан-бутановая смесь представляет собой почти полный объем СУГ, и квота, на которую претендуют казахские химики, исчерпывает фактически все его экспортные ресурсы. С другой стороны,

эти заводы не построены, и понятно, что ТШО в своем сбыте будет руководствоваться собственными приоритетами.

КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР – ДОБЫЧА

В составе других распорядителей казахстанского СУГ особое место занимает ТОО «КазРосГаз» (КРГ), совместное предприятие международной корпорации «Газпром» и национальной компании «КазМунайГаз» (КМГ). СП покупает сырье Карачаганакского месторождения, а затем доводит его до товарного состояния на Оренбургском ГПЗ. Поэтому объемы сухого и сжиженного газа, ШФЛУ и других продуктов хотя и являются собственностью КРГ, но в техническом смысле не характеризуют состояние и перспективы казахских мощностей для производства СУГ.

Масштабы партий, которыми КРГ может оперировать на рынке, полностью зависят от положения дел с разработкой Карачаганака. Сейчас годовой график добычи на месторождении колеблется в обе стороны. Но ясно, что планируемый Проект полной разработки Карачагана-

КРУПНЕЙШИЕ В КАЗАХСТАНЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ СУГ: ПРОИЗВОДСТВО И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ, 2016 г., тыс. т

Предприятие	Производство	Экспорт	Внутренний рынок
Тенгизшевройл	1 351,3	1 226,7	124,9
Жаназольский ГПЗ (СНПС-АМГ)	445,5	211,4	234,1
Павлодарский НХЗ (КазМунайГаз)	243,7	109,4	134,3
Казахский ГПЗ (РД КазМунайГаз)	163,1	7,1	156,0
Акшабулакский ГПЗ (КазГерМунай)	149,9	70,9	78,9
Жаикмунай Nostrum Oil & Gas	139,7	116,1	25,0
Шымкентский НПЗ (СНПС/КМГ)	119,9	58,2	61,8
Атырауский НПЗ (КМГ)	35,6	10,9	11,2
KazFrac (Саутс-Ойл)	5,5	2,7	2,7
Казахойл-Актобе (КМГ / Sinopet)	22,2	10,7	11,5
Тургай-Петролеум	Прекратил переработку из-за истощения запасов		
КазРосГаз (Газпром/КМГ)	272,3	272,3	0,0
Всего*	2 948,7	2 096,4	840,4

* Данные центральных правительственных агентств

Источник: Кабинет Министров Республики Казахстан

ка предусматривает поддержание производства жидких УВ за счет увеличения обратной закачки газа. В результате объем товарного газа сохранится на нынешнем уровне 7–8 млрд м³ в год, и КРГ никак не сможет увеличить выпуск СУГ.

Несмотря на прежние громкие заявления, сегодня в Казахстане уже не ждут повторного удвоения производства СУГ

Среди других заметных производителей сжиженного нефтяного газа можно назвать Жанажольский, Карабатанский, Акшабулакский ГПЗ. Первое предприятие принадлежит нефтегазодобывающему АО «CNPC-Актобемунайгаз», подконтрольному известной китайской корпорации. CNPC-АМГ унаследовал от СССР Жанажольский ГПЗ и после 2000 года сначала отремонтировал его, а затем постепенно построил ЖГПЗ-2, в конце 2015 года запустил 3-й завод, в 2016-м – очередную его установку.

Китайцы любят козырнуть, что совокупная технологическая мощность трех заводов по СУГ достигает 600 тыс. тонн и с 2016 года происходит мощный прирост производства. В нынешнем году он должен вывести ЖГПЗ на проектный уровень в 580 тыс. тонн.

Стоит отметить, что добыча у CNPC-АМГ устойчиво падает, и это является серьезным препятствием для дальнейшего масштабного роста производства. Источники, близкие к Минэнерго РК, предполагают, что на Жанажолле введенное в строй новое оборудование начнет в 2018–2020 годах постепенно замещать изношенное старое, сначала поддерживая нынешний уровень производства СУГ, а затем – относительно плавное снижение.

Теоретически рост возможен на нефтегазоперерабатывающем Карабатанском заводе «Болашак», который доводит до товарного состояния углеводороды, добытые на новом супергигантском морском месторождении Кашаган. Завод должен ежегодно выпускать 350 тыс. тонн сжиженного нефтяного газа. Добыча на месторождении ведется с сентября 2016 года, быстро растет, но данные о производстве СУГ на «Болашаке» отсутствуют.

North Caspian Operating Company (NCOC), разрабатывающая Кашаган, с началом осени приступила к обратной закачке газа для увеличения нефтеотдачи. Как это повлияет на объем производства товарных продуктов из «голубого топлива», станет более-менее достоверно известно по итогам 2017 года. Но, следуя логике, увеличение закачки в пласт снижает объем коммерческой газовой массы. Так что реальный выход СУГ на «Болашаке» может быть ниже проектного уровня.

Устойчивое положение Акшабулакского ГПЗ, принадлежащего добывающему казахско-китайскому СП «КазГерМунай», а также ТОО «Жаикмунай» (собственность теперь

КРУПНЕЙШИЕ РЫНКИ СБЫТА ДЛЯ КАЗАХСТАНСКОГО СЖИЖЕННОГО ГАЗА, тыс. т/г

Страна	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Турция	578,7	605,8	546,5
Польша	528,7	472,0	406,1
Таджикистан	228,4	356,3	251,6
Украина	101,0	33,4	2,3
Румыния	78,8	77,6	69,1
Венгрия	48,8	86,4	88,1
Афганистан	7,8	38,1	99,3
Россия	44,6	57,4	44,2
Китай	53,7	76,9	30,5
Всего 28 стран*	1872,8	1862,4	1694,5

*Приведенные таможенные данные не учитывают объемы «серого» экспорта, который осуществляется путем вывоза СУГ за пределы РК газовозами и другими способами

Источник: Кабинет Министров Республики Казахстан

публичной зарегистрированной в Лондоне «независимой» компанией Nostrum Oil & Gas), основывается на относительно молодой ресурсной базе. Правда, «КазГерМунай» в 2016 году несколько снизил добычу.

Возможно, это первый сигнал о геологических проблемах его месторождений. Но это могло быть и управляемым сокращением, поскольку CNPC добивалась от РК продления срока всех своих нефтяных контрактов. Китайцы получили желанное, и по итогам работы их предприятий в 2017 году можно будет с большей точностью судить о производственных перспективах Акшабулака.

Сейчас оптовые и розничные цены на СУГ в Казахстане ниже в два-три раза, чем в пограничных областях России

Примеры, когда компания-недропользователь закрыла в Казахстане свой перерабатывающий бизнес, в том числе по производству СУГ, уже есть. АО «Тургай-Петролеум» (СП ЛУКОЙЛа и китайско-казахской «ПетроКазахстан Инк.») поступило таким образом в 2016 году после нескольких лет сокращения добычи под 25% ежегодно. В РК, в отличие от РФ, где половина производства СУГ приходится на газоперерабатывающее и газохимическое ПАО «СИБУР», абсолютно большую часть сжиженного газа выпускают предприятия недропользователей. Статус и перспективы этих переработчиков полностью зависят от положения дел с добычей у материнских компаний.

МОДЕРНИЗАЦИЯ, НО НЕ РОСТ

Нефтеперерабатывающие заводы Казахстана выпускают более 14% всего объема СУГ, произведенного в республике. На всех этих трех крупных НПЗ осуществляется модернизация. Ее стоимость исчисляется миллиардами долларов, объем нефтепереработки должен увеличиться с 14,2 до 16,5 млн тонн, а доля светлых продуктов возрасти в два с лишним раза.

На первый взгляд, модернизация принесет определенный положительный эффект и в отношении выпуска сжиженного газа. Но ожидать существенного улучшения на этом участке не приходится.

Павлодарский нефтехимический завод (ПНХЗ) за шесть месяцев 2017 года увеличил производство СУГ на 17%. Однако это отнюдь не прорыв, поскольку ПНХЗ уже не раз увеличивал, снижал и снова поднимал показатели работы.

Все дело в том, что положение Павлодарского завода зависит от того, в каком объеме его загружают российские компании – сейчас это делает «Роснефть» по сделкам замещения для своего экспорта в Китай. В прежние отдельные годы производство СУГ и других продуктов на ПНХЗ бывало на 25–65% меньше, чем, скажем, в 2016 году.

Рассматривая перспективы завода, следует иметь в виду, что для «Роснефти», безусловно, первоочередное значение имеют прямые поставки в Китай. Так что, когда трубопровод Сковородино – Мохэ в 2019–2020 годах выйдет на полную мощность в 30 млн тонн, загрузка Павлодара российским сырьем станет выполняться по остаточному принципу. Поэтому выпуск продуктов переработки ПНХЗ, включая СУГ, может быть ниже нынешних показателей.

Проблемы с нехваткой сырья обуславливают неустойчивый объем производства СУГ и на Шымкентском НПЗ: выход продукции колеблется в диапазоне 100–150 тыс. тонн в год. Модернизация данного предприятия предусматривает строительство установки обессеривания местного СУГ, но объем его выпуска это, похоже, не особенно увеличит. Неслучайно в перечне индикативных показателей казахских НПЗ происходящей в настоящее время модернизации отсутствуют прогнозы по производству сжиженного нефтяного газа.

Нет его и среди индикаторов Атырауского НПЗ, рост выпуска СУГ на котором так и не превратил его даже в среднего по объему казахстанского производителя сжиженного газа. То есть даже такая масштабная отраслевая программа РК, как модернизация, НПЗ не добавляет Казахстану сколько-нибудь значительные объемы СУГ. Этот факт имеет значение при оценке бытовых перспектив казахстанского сжиженного газа.

ЭКСПОРТНЫЕ РАЗВИЛКИ

Большая часть казахстанского сжиженного газа (79%) отправляется на экспорт. Его получают 28 стран Афроевразии. Этим занимаются почти все его производители – от таких крупных международных компаний, как «Тенгизшевройл» и CNPC-АМГ, до небольших казахских предприятий – Казахский ГПЗ (владелец АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз») и KazFrac (ТОО «САУТС-ОЙЛ») (см. *«Крупнейшие в Казахстане производители СУГ...»*). «КазРосГаз» тоже в числе лидеров поставок на внешний рынок, но, как мы обозначили ранее, сырье у него казахстанское, а переработка российская.

Вплоть до прошлого года экспорт, пусть и с эпизодическими отклонениями, но рос. Драйвером этого процесса выступал «Тенгизшевройл», ведь он отправляет на внешние рынки более 90% годового объема.

Именно бытовая политика ТШО определяет положение Казахстана на внешних рынках сжиженного газа. Компания продает свои крупнейшие партии СУГ импортерам, которые везут его в Польшу, Турцию, Украину. А кроме того, в Венгрию, Румынию, Словакию, Словению, Финляндию (см. *«Крупнейшие рынки сбыта...»*).

Можно заметить, что почти все компании направляют на внутренний рынок больше сжиженного газа, чем на экспорт. Это объясняется распоряжениями республиканских и областных органов власти, которые с конца 1990-х годов (то есть со времени восстановления нефтяных цен и активизации социальной политики) поддержи-

вают в РК выполнение бизнесом внеконтрактных обязательств перед обществом.

Недавнее решение правительства о постепенной отмене госрегулирования цен на СУГ, свидетельствует, впрочем, о том, что данная практика сворачивается. В то же время удержание экспорта сжиженного газа, несмотря на возникающий в некоторых областях РК его дефицит, показывает, что производители все-таки сохраняют принципиальную рыночную свободу в выборе направления поставок.

Крупнейшие поставки казахского СУГ идут в четыре страны: Турцию, Польшу, Таджикистан и Украину. (В Украину при посредничестве азербайджанской госкомпании SOCAR.) В региональном разрезе главный рынок сжиженного газа РК – это Дунайский и Черноморско-Средиземноморский бассейн, который охватывает помимо Турции и Украины еще Румынию и Венгрию.

Восточноевропейские страны и Турция – давние премиальные рынки казахского СУГ. Однако обращает на себя внимание стремительное увеличение в последние годы экспорта на южном направлении – в Таджикистан и Афганистан. Раздробленный и охваченный военными действиями Афганистан увеличил импорт СУГ только из Казахстана за последние два-три года примерно в 12 раз.

Годовой объем производства сжиженного газа «Тенгизшевройл», как правило, составляет 5–6% от добычи нефти

С одной стороны, казахские производители продают СУГ на границе РК, а далее ответственность за доставку грузов сквозь любые засады несет покупатель. С другой – расширение сотрудничества России с некоторыми местными влиятельными силами в Афганистане также способствует увеличению ими закупок в союзном Казахстане до уровня, сопоставимого с Украиной и Венгрией. А если добавить Таджикистан, то импортеры из Средней Азии догоняют Польшу.

ДРАЙВЕР – АВТОГАЗ

Рост закупок сжиженного газа соседями из Таджикистана и Афганистана, а главное, на внутреннем рынке РК, обозначает новую тенденцию в этом бизнесе. После спада в 2014–2015 годах цены на углеводороды, как известно, вернулись к некоторому росту в течение 2016 года. Одновременно ухудшение экономического положения большинства жителей бывших советских республик (конкретно в нашем случае – Казахстана) привлекло их внимание к более дешевому, чем нефтепродукты, сжиженному газу. Рост внутренних закупок продолжился, несмотря на то, что цены на СУГ в 2016–2017 годах тоже росли.

Главная причина в том, что исходная низкая товарная стоимость до сих пор обеспечивает конкурентоспособность СУГ. С другой стороны, повышение внутренних цен на сжиженный газ увеличивает его поставки на местный рынок, как более удобный для мелких национальных производителей без глобальных амбиций.

Емкость внутреннего казахстанского рынка СУГ за последние годы выросла более чем наполовину, до 867 тыс. тонн с лишним. Главным драйвером в данном случае служит автогаз.

Продажи пропана (основного газового моторного топлива) на газовых АЗС выросли на 43% при снижении потребления нефтяных продуктов на 5%. Число ГАЗС всего за год увеличилось на 51%, обеспечив продажу 457,8 тыс. тонн СУГ. При этом доход от продаж удвоился. Потребление нефтепродуктов как ГСМ в Казахстане в этот же период снизилось на 1–15%, в зависимости от вида топлива.

Просчитывая будущее казахского рынка, уместно задаться вопросом, насколько начавшееся в нынешнем году повышение цен на сжиженный газ в РК способно повлиять на спрос. В январе 2017 года местное правительство повысило предельную оптовую стоимость тонны СУГ с 23 тыс. тенге (\$69) до 28 тыс. тенге (\$85,9), в июле – до 34,3 тыс. тенге (\$105,2). При этом, по словам министра энергетики Каната Бозумбаева, общее потребление газа в РК выросло за девять месяцев на 11%. Источники в Минэнерго указывают, что даже несмотря на прекращение или замедление роста производства СУГ в нынешнем году, увеличение спроса в Казахстане сохранится. В среднесрочной и отдаленной перспективе ежегодное потребление прогнозируется на уровне 3 млн тонн.

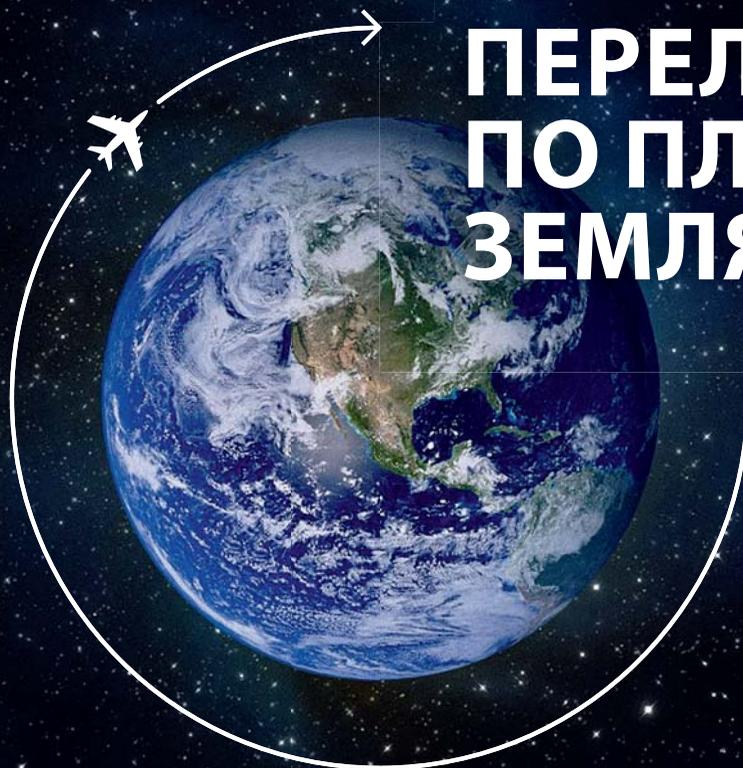
Понятно, что «Тенгизшевройл», как компания с глобальными активами и интересами, будет стараться экспортировать максимально возможные объемы. Кашаганская NCOС, чьи акционеры такие же транснациональные компании, как и в ТШО, испытывает к тому же концептуальные проблемы с получением прибыли, поэтому каждый дополнительный доллар от экспорта СУГ имеет для нее большое значение. Публичная «независимая» компания Nostrum Oil & Gas в структуре сбыта уже повторяет соотношения ТШО.

Подытоживая, можно сказать, что правительство РК либерализует внутренний рынок сбыта и повышает его доходность. Следствием этой тенденции становится некоторое сближение размеров прибыли от продаж на экспорт и внутри страны.

Кроме того, республиканские и областные органы власти РК активно поддерживают расширение сети ГАЗС и внедрение бытовых газовых систем в отдаленных поселках. Это должно увеличить рост внутреннего спроса на СУГ.

Российские компании и специалисты могут заработать на описанных изменениях в сегменте сжиженного газа Казахстана как поставщики в РК. А также как экспортеры в новой нише европейского рынка, которая возникает благодаря тому, что казахский СУГ понемногу перетекает в Таджикистан и Афганистан... 🇰🇿

ЗАО «ИСТЮНИОН»



ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

- 7 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ
- 7 ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
- 7 СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА
- 7 СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
- 7 ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ





Топливный цугцванг?

Почему НПЗ Казахстана не могут обеспечить потребности внутреннего рынка

СЕРГЕЙ СМИРНОВ

Независимый эксперт, Казахстан

Неспособность казахстанских НПЗ обеспечить потребности внутреннего рынка породила дефицит топлива, который растянулся на годы. Правительства меняются, но проблемы не решаются. При ежегодной добыче почти 80 млн тонн нефти страна не может обеспечить себя необходимым объемом горюче-смазочных материалов. Особенно тяжелая ситуация складывается с высокооктановыми сортами бензина. Из года в год повторяющаяся проблема каждый раз оказывается для правительства абсолютно неожиданной. Проводятся многочисленные совещания, на которых чиновники находят оправдания очередному кризису, но извлечения уроков для предупреждения перебоев с топливом не происходит. День сурка продолжается. Не стала исключением и наступившая осень...

В 2015 году правительство, борясь с дефицитом, отказалось от госрегулирования цен на бензин АИ-92, через год – на дизтопливо. Однако это не решило проблем, перманентная нехватка горючего продолжает сопровождаться ростом цен на него. Только в начале этого года топливо дорожало в стране уже трижды, и с января по апрель стоимость литра бензина АИ-92 на автозаправочных станциях в Казахстане выросла на 9,5%.

Не стала исключением осень: в сентябре бензин АИ-92 дорожал дважды, и в конце месяца цена на него составила 147 тенге. Но и по такой цене в свободной продаже бензин ока-

зался не везде: часть АЗС отпускала его по талонам, на некоторых топлива не было вообще, и рост цен продолжился. Тем не менее чиновники заявляли, что о дефиците топлива говорить нельзя, а сложившаяся ситуация обусловлена... его небольшой нехваткой. Как бы то ни было, на АЗС ценники выросли со 135 тенге в январе до 158 тенге (около 27 рублей) в октябре и 161 тенге в ноябре. Власти намерены и дальше восполнять дефицит импортом топлива из России (где его стоимость выше казахстанской), а значит, ценовой марафон продолжится. Чтобы сравнять цены с российскими, понадобится еще два-три таких шоковых скачка.

ПЛАНОВЫЙ ДЕФИЦИТ?

Причина возникшего «вдруг» дефицита топлива для Казахстана традиционна – остановка НПЗ на плановый ремонт. В мае в Минэнерго утвердили график, по которому в сентябре-октябре на ремонт будут остановлены два (в Атырау и Павлодаре) из трех основных НПЗ. Кажется бы, все должны быть к этому готовы, а потому проблемы с запасами топлива исключены. Зная о предстоящих плановых ремонтах НПЗ, можно просчитать необходимые объемы горючего и завезти их в соответствующие регионы. Но это в теории, на практике ситуация оказалась плачевной.

Положение усугубило произошедшее летом из-за увеличения оптовой цены на границе с \$517 до \$560–586 за тонну снижение (с ежемесячных 90 тыс. тонн в первые пять месяцев до 35–50 тыс. тонн) импорта бензина из России. При этом злую шутку со стоимостью моторного топлива сыграла и девальвация (с 314 тенге до 340 тенге/\$) национальной валюты. В национальной валюте цена импортируемого бензина на границе выросла со 160 тыс. до почти 200 тыс. тенге за тонну.

Трейдерам, опасаясь возбуждения административных дел и штрафов за якобы ценовой сговор, не стали увеличивать импорт дорогого российского бензина (соглашение о том, что «обоснованный импорт и обоснованные цены не будут интерпретироваться как ценовой сговор», Министерство энергетики и антимонопольное ведомство подписали только 4 октября), нефтебазы и некоторые АЗС ограничили реализацию бензина в ожидании роста цен на него. Все это было вполне предсказуемо, и топливного кризиса можно было избежать, но, увы.

ЦЕНОВАЯ ВОЛЬНИЦА

В Казахстане ежегодное потребление бензина АИ-92 составляет около 3,3 млн тонн. Однако отечественные НПЗ обеспечивают потребности внутреннего рынка лишь на 70%.

Необеспеченный производством спрос удовлетворяется за счет российских поставок. Попытки властей избавиться от дефицита бензина подписанием меморандумов с основными игроками топливного рынка страны, как и периодические запреты на экспорт нефтепродуктов, рынку не помогли. Толлинговые операции в Китае оказались убыточными. Не оправдались надежды правительства, отказавшегося от регулирования розничных цен на ГСМ, и на «невидимую руку рынка».

Несмотря на то, что правительство постоянно утверждает, что мы живем в условиях рыночной экономики, в стране нет рынка топлива в его классическом понимании. Есть лишь некоторые его элементы и внешние атрибуты. Независимо от того, растут ли мировые котировки на нефть или падают, бензин в республике продолжает дорожать. Так, в мае 2008 года, когда баррель нефти Brent стоил \$120, литр АИ-92 на АЗС отпускался за 87 тенге. В октябре 2013 года это соотношение составило \$107 и 115 тенге.

В 2014 году глобальное двукратное падение цен на нефть привело к существенному снижению стоимости топлива

в странах Евросоюза, но в Казахстане цены на него, наоборот, поднялись (а ведь в казахстанской структуре цены бензина около 60% доля сырой нефти и лишь 15% налоги).

Сегодня, при стоимости барреля \$62, литр бензина обходится в 161 тенге. Это свидетельствует об отсутствии рыночных механизмов регулирования, что позволяет поставщикам сырья на НПЗ (они же и владельцы производственных нефтепродуктов) сохранять свои доходы.

Тем более что конкуренции, способной сбивать цены на топливо, в стране нет, как нет и внятной государственной антимонопольной структурной и ценовой политики. Контроль над более чем 80% оптового рынка нефтепродуктов позволяет пяти крупным компаниям – ТОО «Petrosun», АО «КазМунайГаз – Переработка и Маркетинг», ТОО «Petroleum Operating», ТОО «Саутс-Ойл», LITASCO SA – формировать выгодные для себя цены. Большое количество независимых участников, безусловно, изменило бы многое на топливном рынке страны.

ВОПРОСЫ БЕЗ ОТВЕТОВ

Причины сложившейся на топливном рынке страны ситуации в неэффективном управлении добычей и переработкой нефти, отсутствии прозрачности во всей цепочке оборота нефти (от ее производства до реализации нефтепродуктов), зависимости от поставок горючего из России. Что мешает избавиться от всего этого, никто из чиновников внятно объяснить не может, как, впрочем, и то, почему погрязший в долгах «КазМунайГаз» тратит огромные средства на выкуп и модернизацию двух заводов в Румынии, но продает 50% шымкентского НПЗ («ПетроКазахстан Ойл Продактс») китайцам.

Из таких «почему» можно составить целый список. В частности, почему при более чем втрое (с 25 млн до 80 млн тонн) выросшей за постсоветский период нефтедобыче и резко увеличившемся спросе на высокооктановый бензин ассортимент производимых на трех имеющихся в республике НПЗ нефтепродуктов, представленный в основном тяжелыми видами топлива, остался практически без изменений? Ведь автопарк Казахстана за пять лет не только вырос в полтора раза (до 4 млн легковых машин), но и качественно изменился. Количество проданных новых автомобилей с 2010 по 2015 годы выросло в десять раз – с 16,4 тыс. до 163,5 тыс., – и этот рост продолжается.

Тем не менее срок выполнения, утвержденного правительством в мае 2009 года Комплексного плана развития нефтеперерабатывающих заводов Республики Казахстан на 2009–2015 годы (предусматривающего реконструкцию трех имеющихся заводов с увеличением объемов и глубины переработки нефти в 2015 году до 17,5 млн тонн и 90% соответственно) постоянно сдвигается. Сегодня он отнесен на вторую половину 2018 года, при этом стоимость обновления НПЗ выросла с первоначальных \$4 млрд до \$6,2 млрд.

Страну продолжают утешать обещаниями, что после модернизации заводы (увеличив производство бензина АИ-92 в 2,2 раза, АИ-95 и АИ-98 в 9,6 раза, дизельного топлива почти на треть) уже в следующем году с избытком покроют потребности внутреннего рынка в этих нефтепродуктах. По словам главы Минэнерго Каната Бозумбаева,

«к середине 2018 года мы должны будем стать страной, которая сама себя обеспечивает всеми необходимыми продуктами нефтепереработки. И это впервые за наши годы независимости».

На фоне невеселой реальности в эту картину радужных перспектив верится с трудом. Во-первых, модернизация на иностранные займы, которые надо отдавать с процентами, не вяжется с надеждами на снижение цен. Во-вторых, вряд ли модернизированные мощности трех заводов удастся полностью загрузить, поскольку нефти физически не хватает.

Ежегодный прирост запасов нефти в стране отстает от объемов добычи в среднем на 22%. Объемы добычи на месторождениях, с которых в основном идет нефть на внутренний рынок, падают. Рассчитывать на такие крупные проекты, как Кашаган, Тенгиз, Карачаганак (и еще с десятком месторождений), не приходится – они работают по Соглашениям о разделе продукции (СРП) и ориентированы на экспорт.

Безусловно, это результат политики государства, для которого важнее поставлять нефть на экспорт, чем решить задачи обеспечения топливом собственного рынка. По логике властей, потребляя ГСМ, каждый автовладелец уменьшает экспортную выручку всей страны.

Будучи министром нефти и газа Сауат Мынбаев заявил, что «если мы уменьшим наш экспорт на 7 млн тонн и отправим их на внутренний рынок, то наш бюджет недополучит \$1,8 млрд в год». Таким образом, Казахстан своими энергоносителями, прежде всего, обеспечивает спрос на международном рынке, а потребности своего топливного рынка удовлетворяет по остаточному принципу.

Но даже если проблема обеспечения заводов сырьем будет каким-то чудесным образом решена, остается еще одна. По оптимистичной оценке Министерства энергетики, профицит на топливном рынке страны может сохраниться до 2022–2023 годов. Однако предположив, что рост потребления бензина и дизтоплива составит скромные 4–5% ежегодно, к 2021 году получим расход этих нефтепродуктов в 18,5 млн тонн. Притом что суммарная мощность переработки сырой нефти модернизированными НПЗ составит всего 17,5 млн тонн. Дальше вновь дефицит...

Строительством четвертого НПЗ в Мангистауской области, соответствующее постановление о котором Кабмин тогда еще КазССР принял в 1991 году, нужно озаботиться уже сейчас, поскольку реализация проекта займет не менее пяти лет. Низко оцениваемого на мировом рынке (на 30–40% дешевле марки Brent) сырья с месторождений Бузачи, Каражанбас, Каламкас, Жетыбай будет достаточно для загрузки этого завода.

О необходимости строительства четвертого НПЗ говорилось и в послании Президента народу Казахстана от 2014 года. Тем не менее чиновники продолжают игнорировать это предложение. Объяснение этому (как и затянувшейся модернизации имеющихся НПЗ) представляется достаточно простым. В Казахстане узкий круг заинтересованных лиц намерен как можно дольше получать разницу между заниженной ценой на нефть и высокой ценой на бензин, сформированной на российском уровне.

ПОЛУМЕРЫ НЕ ПОМОГУТ

Дефицит нефтепродуктов и рост цен заставили руководство страны искать виновных. За невыполнение своих обязанностей министру энергетики Канату Бозумбаеву объявили выговор, вице-министра энергетики Асета Магауова и вице-президента АО НК «КазМунайГаз» Данияра Берлибаева освободили от занимаемых должностей.

Однако предпринятые властями действия – отставка двух топ-менеджеров, удивительным образом совпавшее с крупными закупками российского топлива падение курса доллара (позволившее снизить оптовые цены на импортируемые нефтепродукты), сокращение на Атырауском НПЗ производства бензина АИ-95 и АИ-80 с целью увеличения выпуска АИ-92 до 14 тыс. тонн – накопившиеся на топливном рынке страны проблемы не решают. В первой декаде ноября последовала новая отставка – гендиректора ТОО «ПНХЗ» Шухрата Данбая. Причина – сокращение (со 150 тыс. до 30 тыс. тонн) выпуска дизельного топлива из-за поломки установки производства водорода. В некоторых регионах стоимость солярки взлетела до 220 тенге. Недостающие объемы намерены компенсировать импортом из России.

Дело не столько в отдельных чиновниках и валютных курсах, сколько в системе в целом. Так, в существующих политических реалиях отставки выглядят как передел сфер влияния в топливно-энергетическом комплексе страны. Депутаты назвали борьбу правительства с дефицитом бензина «суетой в режиме проснувшегося пожарного, когда все двигаются, что-то тушат, а результата практически нет, пока пожар сам не потухнет».

Вместо различных декларативных заявлений, административных рокировок, поиска «заговорщиков» на топливном рынке властям следовало бы заняться изменением ориентированной на экспорт сырья налоговой системы. В частности, для стимулирования поставок нефти отечественным перерабатывающим предприятиям отменить НДС и ввести этот налог на экспортное сырье. Ввести плавающую ставку акциза, которая бы автоматически снижалась в период высоких нефтяных цен и наоборот. Оптимизировать затраты встраиванием НПЗ в вертикаль «от скважины до АЗС».

Формирование государственного нефтяного резерва не только загрузит мощности заводов, но и, избавив от работы по давальческим схемам, даст им средства на развитие.

Инструментом регулирования может служить стратегический запас нефтепродуктов на случай, например, каких-либо остановок НПЗ или товарной интервенции для поддержания желаемого уровня цен. Биржевая торговля топливом повысит прозрачность рынка ГСМ.

Создание к 2025 году в рамках ЕАЭС единого рынка нефтепродуктов требует выравнивания цен на ГСМ на всем экономическом пространстве организации, а значит, гармонизации налоговых законодательств и принятия единого механизма ценообразования на топливном рынке. И этим заняться необходимо уже сейчас, иначе разница в налогах, тарифах на бензин и другое топливо между членами ЕАЭС будет постоянно нарушать нормальные рыночные отношения в этом секторе экономики. ❗



Мини-НПЗ: тварь дрожащая или право имею?

АЛЕКСАНДР БЫЛКИН
АННА ЛЬВОВА
VYGON Consulting

Могут ли небольшие нефтеперерабатывающие заводы, мощностью в 100 раз меньше привычных НПЗ, оказать заметное влияние на отечественный рынок нефтепродуктов? Ответ утвердительный, особенно если учесть способность большей части мини-НПЗ обходить существующие регуляторные ограничения.

Рынок не ощущает функционирования отдельно взятых независимых от ВИНК теневых мини-НПЗ, но суммарно их деятельность сопоставима с небольшой нефтяной компанией. Однако, в отличие от последней, они не приносят дополнительных бюджетных поступлений и не производят качественных моторных топлив.

С технологической точки зрения мини-НПЗ – это одна колонна атмосферной перегонки нефти, способная перерабатывать сырье любого качества и выпускать три прямых продукта: бензиновую фракцию (нафту), дизельную фракцию (газойль) и мазут. Теоретически такие нефтепродукты могут найти легальное применение на внутреннем рынке, но физически они никому не нужны. Именно поэтому крупные НПЗ имеют столь сложные производственные схемы и широкую номенклатуру выпускаемых топлив, смазок, химии и других товаров. Большие заводы могут также выпускать и прямые фракции, но они зачастую экспортируются с целью дальнейшей переработки.

ЖИВУЧИЕ САМОВАРЫ

Большая часть мини-НПЗ несопоставимо мала по сравнению с крупными предприятиями. В среднем они имеют мощность около 100 тыс. тонн в год. По всей стране раскидано около сотни таких заводов. Это компактные, быстровозводимые и недорогие производства, которые удачно вписываются в периметр нефтебазы. Схема работает просто: нефтебаза закупает топлива для хранения и распределения, одновременно разбавляя их производимой на своей территории продукцией.

Основным предназначением мини-НПЗ всегда являлось снабжение топливами удаленных нефтепромысловых регионов, где локальное производство нефтепродуктов экономически более целесообразно, чем поставки с крупных заводов. Однако такой подход перестал работать в 2005–2006 годах, после начала роста глобальных цен на сырье. Система таможенных пошлин, разработанная в условиях низких котировок, оказала чрезмерное

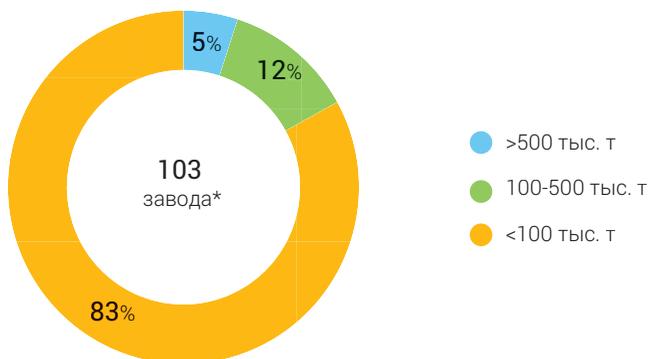
стимулирующее воздействие на нефтепереработку. Началось масштабное строительство перерабатывающих мощностей всех калибров. Предприятия стали появляться повсеместно без оглядки на потребителя – производство нефтепродуктов для получения таможенной субсидии стало самоцелью.

Основным предназначением мини-НПЗ всегда являлось снабжение топливами удаленных нефтепромысловых регионов. Однако такой подход перестал работать в 2005–2006 годах

В 2011 году началось комплексное реформирование системы налогообложения нефтяной отрасли РФ. Одной из его задач была борьба с простыми НПЗ. Часть заводов покрупнее, производивших только прямые продукты, не смогла выстоять и закрылась. Другие оказались на грани рентабельности. Но большинство мини-НПЗ с эквивалентной экономической моделью продолжает существовать.

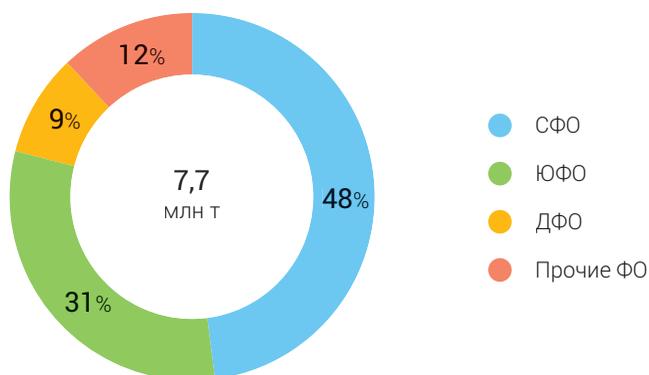
Из 279 млн тонн нефтепереработки в 2016 году в России всего 10 млн тонн (или 3%) пришлось на мини-НПЗ. Лишь 20% таких заводов принадлежит крупным нефтяным компаниям и функционирует легально, снабжая потребителей качественными топливами. Но около 8 млн тонн перерабатывается на независимых от ВИНК предприятиях. Они остаются на плаву благодаря различным схемам, позволяющим обойти законодательство. Это может

СТРУКТУРА МИНИ-НПЗ В РАЗРЕЗЕ УСТАНОВЛЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ



* С учетом прекративших свою деятельность к 2016 г. мини-НПЗ

СТРУКТУРА ВЫПУСКА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА МИНИ-НПЗ В РАЗРЕЗЕ ФЕДЕРАЛЬНЫХ ОКРУГОВ



Источник: РЖД, Thomson Reuters, VYGON Consulting

Источник: РЖД, Thomson Reuters, VYGON Consulting

быть неуплата налога на прибыль, нелегальная продажа суррогатов, врезка в нефтепровод, подлог кодов внешне-экономической деятельности для беспощинной поставки на экспорт и т. д.

Теневые мини-НПЗ, в просторечье называемые самоварами, несмотря на сравнительно небольшой объем переработки, ежегодно наносят бюджету многомиллиардный урон. Колебания цен на нефть, налоговый маневр и другие заметные для отечественной нефтепереработки события как будто обходят их стороной. Их бизнес устойчив, а объемы выпуска нефтепродуктов непрерывно растут.

ЧТО ОСТАЕТСЯ В ТЕНИ?

Общий объем переработки на теневых мини-НПЗ составляет 7,7 млн тонн в год. Из них 83% приходится на компактные заводы мощностью менее 100 тыс. тонн в год (см. «Структура мини-НПЗ в разрезе установленных мощностей»). Такая конфигурация оптимальна во всех отношениях: обеспечиваются быстрота и дешевизна строительства, не требуется масштабной транспортной инфраструктуры, работа предприятий незаметна для внешнего наблюдателя.

Большая часть производственной деятельности на мини-НПЗ осуществляется в Сибирском и Южном федеральных округах (см. «Структура выпуска нефтепродуктов на мини-НПЗ в разрезе федеральных округов»). Причем Кемеровская область является лидером не только Сибири, но и всей России по объемам «мини-переработки». Здесь изготавливаются простейшие суррогатные топлива для горнодобывающей техники – карьерных самосвалов и грузовых автомобилей. На юге России, напротив,

суррогаты с мини-НПЗ поставляются мелкооптовым потребителям, в особенности сельскому хозяйству, или реализуются через АЗС.

На теневых заводах достаточно большой выход светлых нефтепродуктов (нафта и газойли) – 62% (см. «Структура выпуска нефтепродуктов на мини-НПЗ»). Это связано с вовлечением в переработку газового конденсата, доля которого достигает 10%. Не только небольшие заводы, но и крупные предприятия максимизируют использование дефицитного легкого сырья для увеличения производства целевой продукции.

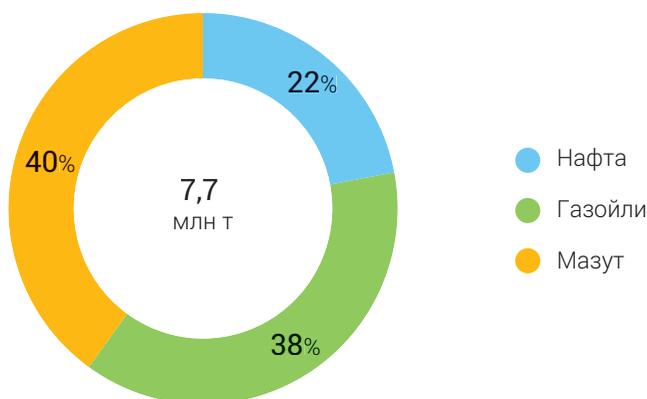
Из 279 млн тонн нефтепереработки в 2016 году в России всего 10 млн тонн (или 3 %) пришлось на мини-НПЗ

СЕРЬЕЗНЫЙ ИГРОК

Выпущенные на теневых заводах нефтепродукты в основном поступают на внутренний рынок. Экспортируется около 1,4 млн тонн, или 18% от производства (см. «Баланс нефтепродуктов, произведенных на мини-НПЗ»). Большая часть этих объемов приходится на темные нефтепродукты, изготовленные в Южном федеральном округе. Сибирские самовары ничего не везут за рубеж из-за дороговизны транспорта.

На внутреннем рынке оказывается порядка 2,9 млн тонн газойлей, 1,3 млн тонн нафты и 2,2 млн тонн мазута. Общее потребление нефтепродуктов в России в 2016 году составило 141 млн тонн, а доля мини-НПЗ

СТРУКТУРА ВЫПУСКА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА МИНИ-НПЗ



Источник: РЖД, Thomson Reuters, VYGON Consulting

БАЛАНС НЕФТЕПРОДУКТОВ, ПРОИЗВЕДЕННЫХ НА МИНИ-НПЗ, 2015–2016 гг.



Источник: РЖД, Thomson Reuters, VYGON Consulting

в поставках была равной 5% (6,4 млн тонн). Для сравнения: аналогичный показатель «Татнефти» – 4,8 млн тонн, ТАИФа – 5,3 млн тонн, «Сургутнефтегаза» – 4,2 млн тонн. Из этих данных можно сделать однозначный вывод о значительном масштабе деятельности самоваров.

Газойли, как правило, продаются в качестве суррогата дизельного топлива (ДТ). Нафта используется как компонент автобензина, реже как химическое сырье. Мазут зачастую сжигается на самом заводе для генерации тепла и электроэнергии, но с этой же целью может продаваться прочим потребителям.

Мини-НПЗ обеспечивают около трети поставок суррогатного дизеля на внутренний рынок. Дешевый субститут ДТ – основной целевой продукт, который можно быстро реализовать по выгодной цене. Одновременно теневые заводы служат практически единственным источником неподакционного аналога автобензина. Однако продажи такого продукта затруднительны ввиду низкого октанового числа нафты (в пределах 60 единиц) и, следовательно, сложности изготовления бензина даже самого низкого качества.

ЗА СЧЕТ БЮДЖЕТА

В легальных условиях практически любой НПЗ без углубляющих процессов убыточен. Это связано с проводимой налоговой политикой по снижению субсидирования нефтепереработки. В теории это касается и самоваров, но на практике производители находят массу лазеек для удержания бизнеса в прибыльной зоне.

Главное средство к существованию – поставка неподакционных суррогатных моторных топлив на внутренний рынок. В первую очередь это касается газойлей,

которые, как уже отмечалось, продаются в качестве субститута дизтоплива. Коммерческий транспорт менее чувствителен к качеству горючего и одновременно более восприимчив к его цене. Аналогично нафта может продаваться в качестве компонента автобензина для последующей реализации через сети АЗС.

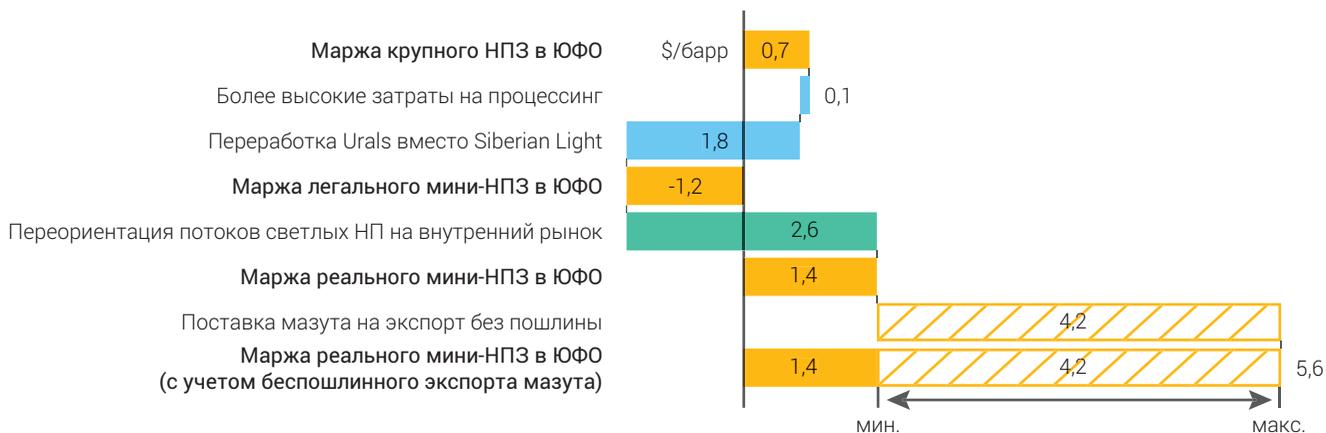
Мини-НПЗ за счет компактности производства и прикрытия его другим направлением бизнеса (хранение и реализация нефтепродуктов) могут вовсе не декларировать вид своей деятельности. Это позволяет им избавиться от уплаты акцизов, получая дополнительную прибыль при продаже продукции по более высоким ценам.

Теневые мини-НПЗ, в просторечье называемые самоварами, несмотря на сравнительно небольшой объем переработки, наносят бюджету многомиллиардный урон

Если же завод обозначается в налоговой отчетности как предприятие нефтепереработки, то он может осуществить подлог номенклатуры выпускаемых продуктов. Это регулярное явление также и для крупных НПЗ с неустойчивой экономикой, следствием чего служат неуплата акцизов и выпадающие доходы бюджета РФ.

Потери государственной казны от незаконной торговли топливами составляют порядка 20 млрд рублей в год. Одновременно реализация нефти на внутреннем

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ МАРЖИ КРУПНОГО НПЗ И МИНИ-НПЗ В ЮЖНОМ ФО, 2016 г.



Источник: РЖД, Thomson Reuters, VYGON Consulting

рынке означает возникновение таможенной субсидии (разница между экспортной пошлиной на нефть и нефтепродукты) в размере 14 млрд рублей. Таким образом, общие потери государства от деятельности самоваров достигают 34 млрд рублей в год. Эта цифра сопоставима с годовым бюджетом небольшого региона – Новгородской или Псковской областей, большинства республик Северного Кавказа и многих других субъектов РФ.

На теневых заводах достаточно большой выход светлых нефтепродуктов – 62 %. Это связано с вовлечением в переработку газового конденсата

ЭКОНОМИКА САМОВАРА

Для лучшего понимания экономики мини-НПЗ необходимо сравнить его с крупным предприятием. Примерами последнего могут служить заводы на юге страны и в Сибирском федеральном округе.

Взятый для наших расчетов крупный НПЗ располагается в Краснодарском крае, перерабатывает легкую сибирскую нефть (Siberian Light) и вывозит всю продукцию на экспорт. Несмотря на отсутствие углубляющих процессов и полную ориентацию на экспорт, он имеет положительную маржу (см. «Факторный анализ маржи крупного НПЗ и мини-НПЗ в Южном ФО»). За счет переработки низкосернистого сырья завод выпускает хотя

и прямогонные, но более качественные и дорогие нефтепродукты.

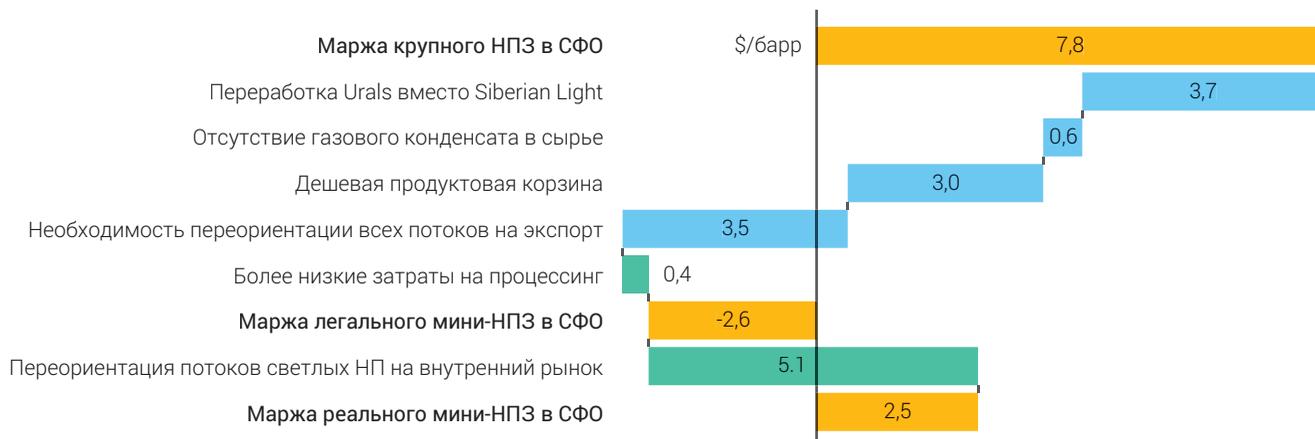
Типовой мини-НПЗ обладает аналогичной структурой, но реализованной в меньших масштабах. Небольшие установки имеют более высокие удельные расходы, что приводит к повышенным затратам на процессинг в сравнении с атмосферными колоннами крупных НПЗ.

Но основным отличием любого мини-НПЗ, расположенного в ЮФО, является отсутствие доступа к легкой нефти. Они вынуждены перерабатывать Urals вместо Siberian Light, что снижает маржу на \$1,8/барр. Таким образом, маржа самовара в легальных условиях должна составлять минус \$1,2/барр, что привело бы к остановке производственной деятельности предприятия. Однако этого не происходит из-за основного «козыря» – возможности продажи суррогатов на внутреннем рынке. В общем случае эта опция вытягивает маржу любого завода в положительную зону.

Экспортный нетбэк газойля составляет порядка 22 тыс. руб./т, а стоимость дизтоплива в опте после уплаты акцизов и НДС – 29 тыс. руб./т. При реализации газойля на внутреннем рынке в качестве суррогата ценообразование происходит от оптовой цены дизеля с применением скидки, составляющей в среднем около 7 тыс. руб./т. Таким образом, поставка поддельного ДТ российским потребителям приносит на 5 тыс. руб./т больше, чем легальный экспорт газойля. Аналогичная ситуация наблюдается в связке автомобильный бензин – нефть.

Следующей опцией повышения маржи является беспошлинная поставка мазута на экспорт. Продукт вывозится под особым кодом ТН ВЭД 2715000000 «Смеси битумные на основе природного асфальта, природного

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ МАРЖИ КРУПНОГО НПЗ И МИНИ-НПЗ В СИБИРСКОМ ФО, 2016 г.



Источник: РЖД, Thomson Reuters, VYGON Consulting

битума, нефтяного битума, минеральных смол или пека минеральных смол». В эту категорию входят, например, битумные мастики и асфальтовые смеси для дорожных покрытий. Экспортная пошлина для них – нулевая. «Маскировка» мазута под подобные продукты позволяет экономить 4 тыс. руб./т за счет неуплаты экспортной пошлины.

Итак, без манипуляций с экспортом самовар генерирует маржу в размере \$1,4/барр. Это больше, чем у крупного НПЗ на юге, и приблизительно равно среднему значению для отечественной нефтепереработки. Но при вывозе за рубеж нелегального продукта маржа подскакивает до \$5,6/барр.

Единственное, хотя и незначительное преимущество мини-НПЗ заключается в меньших затратах на процессинг. Этот фактор не оказывает желаемого эффекта на размер маржи

Переходим ко второму примеру – заводу в Сибири (см. «Факторный анализ маржи крупного НПЗ и мини-НПЗ в Сибирском ФО»). Это крупнейший нефтеперерабатывающий комплекс со сложным производственным процессом. Он имеет дополнительный плюс в виде высококачественного сырья – легкой сибирской нефти и газового конденсата. Основная ниша сбыта – премиальный внутренний рынок. Завод является основным поставщиком моторных топлив класса Евро-5. Совокупность преимуществ данного НПЗ делает его одним из самых высокомаржинальных отраслевых предприятий.

Типовой мини-НПЗ Сибири не обладает ни одним из вышеупомянутых преимуществ. Переработка более доступной нефти сорта Urals снижает маржу на \$3,7/барр, а отсутствие газового конденсата на входе отнимает еще \$0,6/барр.

Основным отличием между крупным НПЗ и самоваром является состав продуктовой корзины – обширная линейка нефтепродуктов большого предприятия против трех прямогонных фракций мини-НПЗ. Сама по себе продажа дешевой нефти, газойля и мазута сокращает маржу на \$3/барр. А необходимость их вывоза на экспорт сдвигает ее вниз еще на \$3,5/барр.

Единственное, хотя и незначительное преимущество мини-НПЗ заключается в меньших затратах на процессинг. Этот фактор не оказывает желаемого эффекта на размер маржи – в легальных условиях самовар в Сибири генерирует убытки.

Однако для выхода в положительную зону мини-НПЗ требуется лишь поставлять продукцию на внутренний рынок в качестве суррогатов моторных топлив. Реализация неподакционных субститутов выводит маржу на уровень \$2,5/барр.

ЗАКРЫТЬ, НЕЛЬЗЯ ПОМИЛОВАТЬ

Главным стимулом к ведению бизнеса мини-НПЗ является его высокая доходность при минимальных вложениях. Стоимость установки мощностью 50 тыс. тонн в год составляет порядка 100 млн рублей. При марже всего \$2/барр она окупается за два-три года. Дальнейший чистый доход составляет 44–48 млн рублей в год в зависимости от колебаний рыночной конъюнктуры.

От деятельности мини-НПЗ бюджет несет значительные потери, потребители получают низкокачественное горючее, а честные производители теряют рынок. Несмотря на небольшую долю в общей переработке, доля самоваров в поставках бензиновых и дизельных суррогатов значительная – порядка половины. В итоге, несмотря на кажущуюся незначительность, они весьма серьезно влияют на российский рынок моторных топлив.

Важно отметить, что в России наблюдается профицит качественных нефтепродуктов. Даже снабжение удаленных регионов экономически более выгодно с крупных НПЗ, не считая редких случаев. В этой связи все теневые заводы должны быть закрыты. Но поиск таких предприятий и доказательство их нелегальной деятельности могут быть затруднительными. В сущности, требуется тотальная проверка всего комплекса топливообеспечения.

К сожалению, не решены и более очевидные проблемы. На множестве трассовых АЗС дизтопливо продается по цене на 5–7 рублей ниже рыночной. Это первый и главный сигнал о реализации суррогата. Любая тщательная проверка должна выявить серьезные нарушения на такой АЗС и привести к ее закрытию. Тем не менее данные заправки продолжают работать. Говорить же о контроле над деятельностью нефтебаз и других подобных предприятий и вовсе не приходится.

Единственный реальный способ остановить приток суррогатов с любых заводов – обеспечить должный контроль качества на АЗС

Единственный реальный способ остановить приток суррогатов с любых заводов – обеспечить должный контроль качества на АЗС. Кроме того, необходимо разработать нормы отпуска нефтепродуктов вне общественных заправок. Например, сегодня не запрещается реализовывать печное топливо с небольшой нефтебазы (включая бочку у дороги). Однако уследить за его дальнейшей судьбой не представляется возможным. В подавляющем большинстве случаев оно используется в качестве суррогата дизеля. Именно так, в обход АЗС, субституты вполне легально попадают на рынок. Все подобное лазейки должны быть ликвидированы. Только тогда будет решена проблема суррогатов, а вместе с ней и теневых мини-НПЗ. ❗



**НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ**

В 2018 г. выйдут **24** номера журнала **НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ**

Стоимость годовой печатной версии журнала – **33 699.60** руб.

Стоимость полугодовой печатной версии журнала – **16 849.80** руб.

Стоимость годовой электронной версии журнала – **32 568.00** руб.

Стоимость полугодовой электронной версии журнала – **16 284.00** руб.

**ОФОРМИТЬ ПОДПИСКУ
В РЕДАКЦИИ –
ВЫГОДНО И УДОБНО**

Подписаться можно:

через редакцию журнала
(495) 510-57-24,
podpiska@ngv.ru

по каталогу РОСПЕЧАТЬ
индексы 47571 и 36281

по каталогу ПРЕССА РОССИИ
индекс 45380

через агентство УРАЛ-ПРЕСС
(499)391-68-21,
(499)700-05-07 доб. 310
nisakina@ural-press.ru

ЖУРНАЛ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ. ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!

Volkswagen Multivan Business*

Точно по вашим меркам



Он, как дорогой костюм, изготавливается исключительно по вашим меркам и идеально подчеркивает ваши достоинства. Его внутренняя отделка — образец роскоши в европейском представлении: кожа лучшей выделки, ценные породы дерева, сдержанные тона, выверенная эргономика. Все детали идеально подогнаны друг к другу. И даже самый маленький и незаметный шов отвечает одному критерию. Это безупречность.



Volkswagen

Запишитесь на персональный тест-драйв / показ автомобиля по телефону 8-800-333-4441
или по ссылке vw-commercial.ru/business

*Бизнес. Реклама