



www.ngv.ru

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ



第二届中俄能源商务论坛

II РОССИЙСКО-КИТАЙСКИЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БИЗНЕС-ФОРУМ



ИЮНЬ '19
№11 (455)



**РОСНЕФТЬ:
СТРАТЕГИЯ ВЗАИМОВЫГОДНОГО
СОТРУДНИЧЕСТВА**

Стр. 8



11 СЕНТЯБРЯ 2019 МОСКВА



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА
МОДЕРНИЗАЦИЯ • ИННОВАЦИИ

8 800 707-81-49 • info@ensoenergy.org • www.ensoenergy.org



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Июнь 2019
№ 11 (455)



В номере:

СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

- 4 Коротко о главном

В МИРЕ

- 5 Европа газовая:
смена риторики
И. Кезик

ТЕМА НОМЕРА

- 8 «Роснефть»:
стратегия взаимовыгодного
сотрудничества
Rosneft:
Strategy of mutually beneficial
cooperation
И. Кезик



**РОСНЕФТЬ:
СТРАТЕГИЯ ВЗАИМОВЫГОДНОГО
СОТРУДНИЧЕСТВА**

**ROSNEFT:
STRATEGY OF MUTUALLY
BENEFICIAL COOPERATION**

8

16+



Нефтезависимость
С. Тихонов

22

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- 30 Заметки на полях доктрины энергетической безопасности
А. Белогорьев
- 34 О роли газа в энергообеспечении Европы
Ю. Сентюрин

- 40 Водород: возможности прорыва или новый вызов?
Р. Луков

КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 46 Тило Виланд:
С появлением Wintershall Dea открывается новая глава в сотрудничестве между Германией и Россией

АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 52 Парадоксы демпфера
Т. Сафонова
- 58 Налоговый маневр
О. Маслова
- 68 Златая жила для «черного золота»
В. Андрианов

Редакционный совет

Кирилл Молодцов
(председатель)
Ольга Голант
(заместитель председателя)
Александр Клевлин
(ответственный секретарь)
Сергей Жданов
Ирина Кезик
Андрей Конопляник
Алексей Конторович
Елена Корзун
Владимир Корнев
Татьяна Митрова
Владимир Фейгин

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор

Александр Клевлин
klevlin@ngv.ru

Заместитель гендиректора

Илья Быков
bykov@ngv.ru

Редакция

Главный редактор
Ирина Кезик
kezik@ngv.ru

Шеф-редактор

Валерий Андрианов
andrianov@ngv.ru

Зам. главного редактора по аналитике

Сергей Тихонов
st.finstrvis@gmail.com

Выпускающий редактор

Ирина Сизова
ira@ngv.ru

Корректор

Елена Трохова
information20@yandex.ru

Редактор отдела «Международные рынки»

Ольга Виноградова
olgav@ngv.ru

Отдел спецпроектов

Владимир Царев
tsvm@ngv.ru

Директор по рекламе

Ольга Бизяева
bizyaeva@ngv.ru

Отдел рекламы

Вера Зернова
zernova@ngv.ru

Отдел подписки

Наталья Шитова
Геннадий Белоусов
rodpriska@ngv.ru

Дизайн и верстка

ООО Печатное Бюро «Модуль»

Вебсайт www.ngv.ru

Дмитрий Ананьев
adg@ngv.ru

Администратор

Арина Вяземская
office@ngv.ru

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати

Регистрационное свидетельство
№ 016629

Заявленный тираж
15 000 экземпляров

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

Цена свободная
© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов
ссылка на журнал «Нефтегазовая
Вертикаль» обязательна

Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571

Объединенный каталог
«Пресса России» том 145380

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

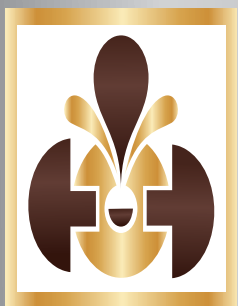
Фактический адрес
Пресненская наб., дом 10
Комплекс «Башня на Набережной»,
Блок С, этаж 47

Тел./факс: +7 (495) 637-83-33
+7 (495) 510-57-24

Электронная почта: office@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



СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ

XXIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

25-27
СЕНТЯБРЯ
2019

ОРГАНИЗАТОР: * ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *



MEMBER
OF THE RUSSIAN
UNION OF EXHIBITIONS
AND FAIRS



ЧЛЕН
РОССИЙСКОГО
СОЮЗА ВЫСТАВОК
И ЯРМАРОК



г. СУРГУТ,
СОК «ЭНЕРГЕТИК»
ул. ЭНЕРГЕТИКОВ, 47

+7 (3462) 94-34-54

SALES@YUGCONT.RU

WWW.SNGEXPO.RU

SNGEXPO

#SNGEXPO



КОРОТКО О ГЛАВНОМ

«СЕВЕРНОМУ ПОТОКУ-2» САНКЦИИ НЕ СТРАШНЫ

Министр энергетики США Рик Перри заявил о том, что Соединенные Штаты намерены ввести ограничения в отношении российского проекта «Северный поток-2». Об этом он сообщил в ходе своего визита в Киев, куда прибыл для участия в инаугурации нового президента Украины Владимира Зеленского.

В свою очередь, американские сенаторы Тед Круз и Джин Шахин подготовили законопроект, согласно которому под санкции могут подпасть европейские суда, ведущие укладку труб для «Северного потока-2». По мнению сенаторов, при выполнении данных операций используются «технологические ноу-хау, которые есть у западных энергетических компаний, но которых нет у России». Авторы законопроекта предлагают запретить въезд в США лицам, ответственным за предоставление (продажу или аренду) морских судов для прокладки «Северного потока-2». Кроме того, предлагается заморозить финансовые активы этих лиц в Соединенных Штатах. Также предполагается ряд ограничений для тех, кто предоставляет финансовую и техническую поддержку, а также обеспечивает страхование судов. Под данные санкции могли бы подпасть швейцарская компания Allseas и итальянская Saipem, осуществляющие укладку труб для Nord Stream.

Однако, по мнению российской стороны, очередная порция санкций не способна остановить сооружение нового газопровода. «Во многом проект уже реализован, и есть определенная уверенность в том, что проект будет финализирован и будет запущен в интересах европейских потребителей “голубого топлива”», – заявил пресс-секретарь президента РФ Дмитрий Песков. При этом он напомнил слова Владимира Путина о том, что попытки остановить строительство «Северного потока-2» являются «неприкрытым проявлением недобросовестной конкуренции».

Реализации данного проекта не способны помешать и европейская бюрократия. Как заявила канцлер Германии Ангела Меркель, Еврокомиссия не сможет остановить строительство трубопровода «Северный поток-2», несмотря на принятие новой Газовой директивы ЕС. Меркель пояснила, что проект уже утвержден и его осуществление продвинулось настолько, что поздно говорить о его отмене.

Вместе с тем сроки окончания строительства газопровода могут перенести на вторую половину 2020 года. В докладе компании Nord Stream 2, опубликованном Датским энергетическим агентством, отмечается, что это произойдет в случае реализации проекта по третьему варианту маршрута газопровода, который требует рассмотреть Дания.

АНТИПИНСКИЙ НПЗ ИЩЕТ НОВОГО ХОЗЯИНА

Антипинский нефтеперерабатывающий завод, который входит в группу компаний «Новый поток», обратился в арбитражный суд Тюменской области с заявлением о признании себя банкротом. Размер задолженности предприятия перед кредиторами достиг 346,4 млрд рублей.

По мнению ряда экспертов, банкротство Антипинского НПЗ стало следствием осуществления большого налогового маневра в российской нефтяной отрасли. В результате в невыгодной экономической ситуации оказались нефтеперерабатывающие заводы, не входящие в структуру ВИНК.

Однако есть ряд желающих приобрести этот актив. В частности, ОАО «Сибнефтегазпереработка» готово выкупить Антипинский НПЗ вместе с его задолженностью. Компания намерена в течение трех лет погасить кредиты, что позволит избежать банкротства.

Ранее о возможности приобретения Антипинского НПЗ заявляли и представители ЛУКОЙЛа. «Если его обанкротят со всеми вытекающими последствиями, то мы бы рассмотрели покупку НПЗ», – заявил первый вице-президент ЛУКОЙЛа Вадим Воробьев в марте нынешнего года. В мае вице-президент компании по нефтепереработке, нефтехимии и газопереработке Рустем Гималетдинов заявил: «Мы на него посмотрели, вы все имеете представление, какая там ситуация. В текущей ситуации, с таким финансовым бременем он лично нам неинтересен». Но он не исключил возможности того, что компания вернется к рассмотрению вопроса о покупке данного предприятия после его очистки от долговой нагрузки.

СУДЬБА ОПЕК+ БУДЕТ РЕШАТЬСЯ В ИЮНЕ

Участники состоявшегося 19 мая в саудовском городе Джидда заседания Министерского мониторингового комитета ОПЕК+ не пришли к единому мнению по поводу продления соглашения об ограничении добычи нефти. В связи с этим было рекомендовано принять решение об уровне добычи сырья на встрече участников ОПЕК+ 25–26 июня в Вене.

В марте нынешнего года члены ОПЕК+ выполнили соглашение на 139%, в апреле – на 168%. Во многом это было обусловлено тем, что иранский нефтяной экспорт под влиянием санкций США упал в мае ниже 500 тыс. барр./сут. (в апреле он составлял чуть ниже 1 млн барр./сут.).

Вместе с тем, как отмечает ряд наблюдателей, у ведущих участников соглашения ОПЕК+ нет полного единодушия по поводу будущего данной сделки. Так, министр энергетики РФ Александр Новак заявил, что дефицит на рынке нефти может возникнуть уже этим летом. «Он обычно растет в отношении зимнего периода на 2 млн барр./сут., поэтому нужно будет, конечно, смотреть внимательно и оперативно реагировать, чтобы не допустить дефицита», – отметил Новак. В связи с этим, по мнению российского министра, це-

лесообразно рассмотреть возможность восстановления добычи.

В свою очередь, его саудовский коллега Халед аль-Фалех высказал мнение, что рынок все еще находится под давлением растущих излишних запасов нефти. Этому немало способствуют «успехи сланцевой индустрии США». По мнению саудовского министра, сделку ОПЕК+ стоит продлить до конца года. По крайней мере, сама Саудовская Аравия готова сдерживать свое производство еще как минимум месяц после истечения предыдущих договоренностей в июне.

Однако не стоит переоценивать возможные разногласия между Москвой и Эр-Риядом. По мнению экспертов, в интересах обеих стран сохранять и развивать механизмы регулирования нефтяного рынка. По данным агентства Bloomberg, Саудовская Аравия и Россия обсуждают два главных сценария, предполагающих увеличение добычи нефти со второй половины 2019 года. Первый – прекращение перевыполнения условий соглашения, что позволит нарастить добычу на 800 тыс. барр./сут. Второй – увеличение производства на 300 тыс. барр./сут., то есть снижение действующего сокращения с 1,2 млн до 900 тыс. барр./сут.



Европа газовая: смена риторики

ИРИНА КЕЗИК
«Нефтегазовая Вертикаль»

Пять лет назад риторика высказываний депутатов Бундестага четко определяла суть общей позиции Берлина по отношению к США, России, ее газу. В разговоре с российскими журналистами они отмечали, что поддерживают введение санкций, приветствуют топливную конкуренцию и опасаются газового оружия Москвы. Сегодня мы слышим совершенно другие речи: Германия не является колонией США, а «Северный поток-2» есть источник безопасных поставок в Европу, который к тому же нужен для решения задач в сфере экономики и энергореформы.

В Берлине прошла международная конференция «Перспективы энергетического сотрудничества Россия – Европейский союз. Газовый аспект», организованная Российским газовым обществом. На пленарной сессии обсуждались вопросы, связанные с основными современными тенденциями европейского газового ландшафта и будущих перспектив.

По словам президента Российского газового общества Павла Завального, «год, прошедший со времени последней конференции, принес рост доверия к газу вообще и к российскому газу в частности на фоне политического

давления, которое оказывается на европейский – и особенно немецкий – бизнес и политиков, работающих с Россией, как со стороны европейской бюрократии, так и со стороны США».

«Причины такого давления понятны. Взаимовыгодные партнерские отношения с Германией, основанные на долгосрочном целеполагании, совместных проектах, обмене активами, справедливом распределении рисков и прибыли в цепочках создания добавленной стоимости, способствуют экономической и энергетической безопасности наших стран. Наша взаимная зависимость делает обе

страны сильнее. Очевидно, это не нравится нашим партнерам по глобальной конкуренции, как тем, кто соперничает с Германией за влияние в Европе, так и тем, кто считает себя единственной мировой сверхдержавой. И именно энергетика, газовый аспект сотрудничества, как наиболее успешный, выбраны в качестве объекта атаки. Он же используется для того, чтобы максимально «развести» между собой партнеров по ЕС, разобщить союз, снизив его политический и экономический вес в глобальной конкуренции», — отметил Павел Завальный.

Он напомнил, что в 2018 году «Газпром экспорт» поставил в европейские страны около 202 млрд м³ трубопроводного газа. И на европейском рынке СПГ Россия также начала играть заметную роль: в частности, сюда пришли 4,9 млн тонн газа проекта «Ямал СПГ». При этом загрузка европейских регазификационных терминалов СПГ остается на уровне 25–30 %.

В 2018 году «Газпром экспорт» поставил в европейские страны около 202 млрд м³ трубопроводного газа. И на европейском рынке СПГ Россия также начала играть заметную роль

При этом, несмотря на общую стратегию европейских стран не только отказаться от атома, угля и минимизировать потребление углеводородов в целом, отдав предпочтение возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), генеральный секретарь Форума стран — экспортеров

газа (ФСЕГ) Юрий Сентюрин подчеркнул, что до 2040 года спрос на газ будет расти в среднем на 0,3 % в год.

Несмотря на общую стратегию европейских стран не только отказаться от атома, угля и минимизировать потребление углеводородов в целом, отдав предпочтение возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), до 2040 года спрос на газ будет расти в среднем на 0,3% в год

«В настоящее время на природный газ приходится около 23 % энергетического баланса. Еще в течение долгих лет, в соответствии с нашими прогнозами, в Европе будет происходить постепенное снижение общего потребления энергии в результате мер по энергосбережению и повышению энергоэффективности. Тем не менее спрос на газ сможет показать некоторый рост. При среднем темпе роста 0,3 % в год природный газ будет единственным углеводородным ресурсом, который увеличит свою долю, достигнув 26 % в 2040 году. Этот рост будет обусловлен дополнительными требованиями со стороны электроэнергетики и транспорта, в то время как промышленное и бытовое потребление газа, скорее всего, будет пребывать в застое из-за повышения энергоэффективности», — пояснил Сентюрин (*более подробно читайте в материале «О роли газа в энергообеспечении Европы», стр. 34*).



По мнению представителя главного поставщика «глубокого топлива» в Европу компании «Газпром экспорт» Елены Бурмистровой, «в среднесрочной перспективе мы ожидаем закрепления спроса на российский газ в Европе в диапазоне 194–204 млрд куб. м в год». По ее словам, корректировать планы «Газпром экспорт» заставляет погода. Относительно мягкая зима в Европе привела к тому, что за первые три месяца в абсолютных значениях экспорт «Газпрома» на ключевой для него рынок снизился на 5,6 млрд до 48,8 млрд куб. м, или на 10,2% по сравнению с тем же периодом 2018 года. В апреле падение показателя год к году практически остановилось: «Газпром» экспортировал 15,6 млрд куб. м газа, что лишь на 300 млн куб. м меньше, чем в апреле 2018 года.

Безусловно, остроту вопросу безопасности газовых поставок в Европу придают два фактора – истечение срока украинского контракта и санкции США в отношении компаний, участвующих в строительстве «Северного потока-2»

Безусловно, остроту вопросу безопасности газовых поставок в Европу придают два фактора – истечение срока украинского контракта и санкции США в отношении компаний, участвующих в строительстве «Северного потока-2». И на них участники конференции смотрели с оптимизмом. Во-первых, по словам Павла Завального, «практических последствий таких санкций не будет, поскольку фирмы, владеющие трубоукладчиками, никаких коммерческих интересов в США не имеют, а потому и американские санкции им нипочем». Во-вторых, Россия заинтересована «в дальнейшем использовании украинской газотранспортной системы, но, естественно, на приемлемых для нас экономических условиях». О чем заявил заместитель министра энергетики России Анатолий Яновский.

«Я надеюсь, экономический расчет возьмет свое, и выбрасывать на ветер миллиарды, отказываясь от технологических, экологических и экономических преимуществ природного газа ради великой идеи, весьма прагматические германские и европейские промышленники, энергетики и чиновники не станут. Важно лишь, чтобы решения, которые будут приниматься в ближайшее время, не наносили ущерба существующим проектам, реализуемым ради укрепления энергобезопасности Европы и при участии европейских компаний. Энергетическая безопасность, особенно в условиях смены энергетической формации, так называемого энергетического перехода, – это зона

коллективной ответственности и конструктивного диалога, основанного на доверии, а не на противостоянии», – отметил Павел Завальный.

Своего коллегу поддержал и Клаус Эрнст, председатель комитета по экономике и энергетике Бундестага, заявив, что сегодня США практически навязывают свое мнение по энергоснабжению Европы. По словам Эрнста, США хотят продавать свой газ на европейском рынке, но методы, которыми они этого добиваются, не всегда приемлемы. Причем они направлены не только против россиян, но и против европейских компаний, участвующих в строительстве «Северного потока-2». «Действия американского посла в ФРГ в настоящее время просто неприемлемы, возникает впечатление, что мы являемся колонией США», – считает он. Клаус Эрнст подчеркнул, что по экологическим причинам природный газ из России более привлекателен для Германии, чем сжиженный газ из Америки. «Если касаться цены газа, то американский газ также является неконкурентоспособным», – добавил он.

Экономический расчет возьмет свое, и выбрасывать на ветер миллиарды, отказываясь от технологических, экологических и экономических преимуществ природного газа ради великой идеи, весьма прагматические германские и европейские промышленники, энергетики и чиновники не станут

Такого же мнения придерживался и Хуго Дайкграаф, член правления и технический директор немецкой компании Wintershall, которая является партнером «Газпрома» по «Северному потоку-2». Он уверен, что российский газ ЕС нужен для решения задач в сфере экологии, а также для энергореформы в ФРГ. «Мы не сможем решить задачи по охране окружающей среды, по выходу из угольной энергетики без российского газа», – сказал технический директор Wintershall, добавив, что «ЕС и Россия должны вести конструктивный диалог в этой связи».

А генеральный секретарь ФСЭГ Юрий Сентюрин и вовсе призывал «поддержать рынок газа, свободный от политически мотивированных ограничений и односторонних санкций».

«Поскольку геополитическая напряженность остается повышенной, мы твердо выступаем за то, чтобы Организация Объединенных Наций была единственной организацией, уполномоченной вводить ограничительные меры в отношении отдельной страны, и чтобы все усилия по оказанию санкционного давления без соответствующих полномочий были объявлены контрпродуктивными и незаконными», – заявил Сентюрин. ■



Роснефть:

стратегия взаимовыгодного сотрудничества

Rosneft:

Strategy of mutually beneficial cooperation

ИРИНА КЕЗИК
«Нефтегазовая Вертикаль»

IRINA KEZIK,
Oil and gas Vertikal



第二届中俄能源商务论坛

II РОССИЙСКО-КИТАЙСКИЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БИЗНЕС-ФОРУМ



Международное сотрудничество в современном мире является важным фактором развития экономики любой страны. Однако для развития отношений между странами и бизнес-сообществом необходимы эффективные площадки для коммуникаций. Одной из них является Российско-китайский энергетический бизнес-форум (РКЭБФ), который состоится 6–7 июня в рамках Петербургского международного экономического форума (ПМЭФ). Форум призван расширять энергетическое сотрудничество между Россией и одной из самых крупных и динамично развивающихся экономик мира – Китаем.

In today's world, international cooperation is a major factor in the economic development of any country. However, the development of relations between countries and the business community requires effective communication platforms. One of them is the Russian-Chinese Energy Business Forum (RCEBF) that will take place during the St. Petersburg International Economic Forum (SPIEF) on June 6–7. The Forum serves to expand the energy cooperation between Russia and China, one of the largest and most dynamically developing economies in the world.

Топливо-энергетический комплекс – ведущая отрасль российской экономики, обеспечивающая почти четверть ВВП страны. РФ является лидером глобального энергетического рынка, занимая первое место в мире по добыче нефти, второе – по добыче газа, четвертое – по выработке электроэнергии и шестое место по добыче угля. При этом основным торговым партнером России является Китай – по итогам 2018 года объем товарооборота между двумя странами составил около \$110 млрд.

«Отношения стратегического партнерства между Российской Федерацией и Китайской Народной Республикой находятся на подъеме. Важной составляющей этих отношений является энергетическое сотрудничество, получившее за последнее время значительное развитие. Область взаимных интересов российских и китайских энергетических компаний весьма широка. Это в полной мере подтверждает насыщенная и разнообразная повестка дня Форума, которая включает вопросы, касающиеся взаимодействия в нефтегазовой и угольной отраслях, в электроэнергетике, в сфере инвестиций, научно-технических разработок, а также охраны окружающей среды», – говорилось в приветствии Президента РФ Владимира Путина к первому РКЭБФ, состоявшемуся в ноябре 2018 года.

Второй Российско-китайский энергетический бизнес-форум состоится на полях ПМЭФ 6–7 июня

Однако, по признанию многих экспертов, потенциал российско-китайского взаимодействия в ТЭК далеко не исчерпан. Лидеры России и Китая поставили задачу довести товарооборот между странами до \$200 млрд. Именно для достижения этой цели и придания нового импульса двустороннему сотрудничеству в энергетике по поручению Путина и председателя КНР Си Цзиньпина был учрежден РКЭБФ.

МОЩЬ ДВУХ ЭКОНОМИК

Первый Российско-китайский энергетический бизнес-форум прошел в Пекине и вызвал большой интерес у бизнес-сообщества двух стран. В работе форума приняли участие представители около 90 компаний энергетического, финансового и IT-секторов, политические и общественные деятели, дипломаты и эксперты из России и Китая.

Со стороны России в нем приняли участие главы и топ-менеджеры таких компаний, как «Роснефть», «Транснефть», «Интер РАО», «Русгидро», «Газпромбанк», «Газпром», «Татнефть», «Нефтегазхолдинг», и ряда других. Среди представителей китайских компаний на форум прибыли топ-менеджеры CNPC, China Gas, Jereh, Hengli, Alibaba и многих других.

По словам секретаря комиссии по ТЭК, главы нефтяной компании «Роснефть» Игоря Сечина, первый российско-

The fuel and energy sector occupies the leading position with reference to the Russian economy, securing almost a quarter of the country's GDP. The Russian Federation is the leader of the global energy market—it holds the first place in the global oil output, the second place in the gas output, the fourth place in the power generation, and the sixth place in the coal mining. At that, the main trade partner of Russia is China—in 2018, the turnover between the two countries amounted to approximately \$110 billion.

“The strategic partnership between the Russian Federation and the People's Republic of China is on the rise. An important part of this relationship is energy cooperation, which has developed significantly over the past years. The area of mutual interests of Russian and Chinese energy companies is quite broad. This is fully confirmed by the eventful and diverse agenda of the Forum, which includes issues related to cooperation in the oil and gas and coal industries, power industry, investment, research and development, and environmental protection,” read the address of Vladimir Putin, President of the Russian Federation, to the participants of the first RCEBF held in November 2018.

Second Russian-Chinese Energy Business Forum opens on June 6-7 during SPIEF-2019

However, many experts recognize that the potential of the Russian-Chinese cooperation in the fuel and energy sector is far from drained. The leaders of Russia and China set a task to bring the turnover between the countries to \$200 million. It was to meet this challenge and boost the bilateral energy cooperation that RCEBF was established upon instructions from Vladimir Putin and Xi Jinping, President of the People's Republic of China.

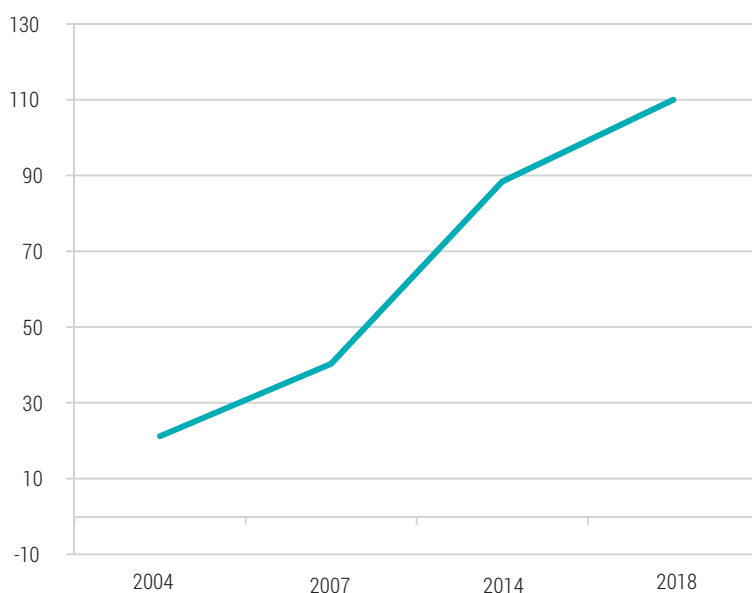
THE POWER OF TWO ECONOMIES

The first Russian-Chinese Energy Business Forum was hosted in Beijing and drew great attention from the business communities of the two countries. Representatives of about 90 companies from the energy, financial and IT sectors, political and public figures, diplomats and experts from Russia and China took part in the Forum.

Russia was represented by executives and top managers of companies, such as Rosneft, Transneft, Inter RAO, RusHydro, Gazprombank, Gazprom, Tatneft, Neftegazholding, and others. Top managers of CNPC, China Gas, Jereh, Hengli, Alibaba and many others attended the Forum as representatives of the Chinese corporate sector.

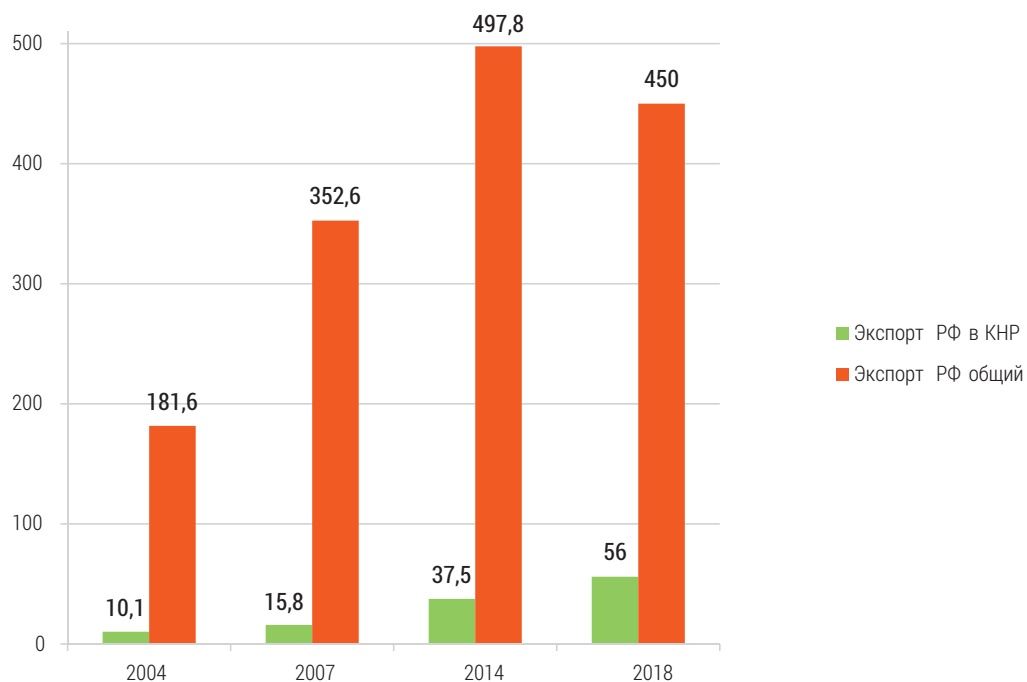
According to Igor Sechin, Secretary of the Russian Presidential Commission for Strategic Development of the Fuel and Energy Sector and Environmental Security and Rosneft CEO, the first Russian-Chinese Forum had the audience of

РОСТ ТОВАРООБОРОТА МЕЖДУ РОССИЕЙ И КИТАЕМ
\$ млрд



Источник: данные ФТС

ПОСТАВКИ В КНР ОТ ОБЩЕГО ОБЪЕМА ЭКСПОРТА РФ
\$ млрд



Источник: данные ФТС

китайский форум посетили руководители компаний, суммарная капитализация которых составляет около \$2 трлн. Это стало очевидным подтверждением того, насколько бизнес двух стран заинтересован в укреплении энергидialogа и реализации крупных совместных проектов.

Программа РКЭБФ состояла из панельных дискуссий по ключевым вопросам сотрудничества, расширения портфеля совместных проектов, а также интенсификации финансирования и развития цифровых технологий в энергетической сфере. Всего в рамках первого российско-китайского форума состоялось свыше 50 двусторонних встреч, было подписано более двух десятков соглашений.

Первый Российско-китайский энергетический бизнес-форум посетили руководители компаний с суммарной капитализацией \$2 трлн

ИНТЕГРАЛЬНЫЙ ПОДХОД

Наибольшее число соглашений на форуме подписала «Роснефть». Компания договорилась поставить до 2,4 млн тонн нефти в адрес ChemChina. Китай, являющийся одним из крупнейших потребителей энергоресурсов в мире, в последние годы вышел в лидеры среди основных рынков сбыта «Роснефти». В рамках долгосрочных контрактов «Роснефть» уже осуществила поставку более 251 млн тонн нефти на сумму около \$124 млрд. По итогам 2018 года «Роснефть» обеспечивает около 7% общей потребности Китая в сырье, а ежегодные поставки достигли 50 млн тонн.

С другим нефтегазовым гигантом – Китайской национальной нефтегазовой корпорацией (CNPC) – «Роснефть» подписала меморандум о взаимопонимании в области научно-технического сотрудничества. Стороны планируют совместную работу по таким направлениям, как разведка и разработка нефтегазовых месторождений, нефтепереработка и нефтехимия, а также инженерные технологии и техобслуживание как в России и Китае, так и в третьих странах.

С китайской Hengli Group российская компания договорилась сотрудничать по перспективным проектам в области разведки, добычи, нефтепереработки и нефтехимии в России и Китае, а также поставлять нефть и продукты нефтехимии.

В «Роснефти» также не раз заявляли о том, что одним из приоритетов развития является привлечение партнеров в собственные крупные проекты. На форуме компания объявила о создании совместного предприятия с Beijing Gas по строительству сети газовых АЗС в России. Развитие этого розничного сегмента является важным вкладом в улучшение экологической ситуации

executives of companies with a total capitalization of about \$2 trillion. That was a clear confirmation of the two countries' interest in strengthening the energy dialogue and implementation of large-scale joint projects.

The RCEBF agenda included panel discussions of key matters of cooperation, expansion of the joint project portfolio, as well as boosting financing and development of digital technology in the energy sector. Overall, more than 50 bilateral meetings were held and more than 20 agreements were signed on the sidelines of the first Russian-Chinese Forum.

The first Russian-Chinese Energy Business Forum was attended by executives of companies with a total capitalization of about \$2 trillion

INTEGRAL APPROACH

Rosneft inked most agreements of the Forum. The Company agreed to supply up to 2.4 million tonnes of oil to ChemChina. In recent years, China—one of the largest consumers of energy resources in the world—has become the leading sales market for Rosneft. Rosneft has already supplied over 251 million tonnes of oil worth about \$124 billion upon long-term contracts. The 2018 data show that Rosneft secures approximately seven percent of China's total feedstock demand, while the annual supplies reach 50 million tonnes.

Rosneft signed a science and technology Memorandum of Understanding with another energy giant, China National Petroleum Corporation (CNPC). The parties intend to jointly work on the exploration and development of oil and gas fields, oil refining and petrochemicals, as well as on engineering technology and service provision in Russia, China, and other countries.

The Company agreed to cooperate with Chinese Hengli Group on promising projects in oil and gas field exploration and development, oil refining and petrochemical projects in Russia and in China, as well in trading oil and petrochemical products.

Also, Rosneft had said repeatedly that one of its priorities was to attract partners to the Company's own large-scale projects. At the Forum, Rosneft announced the establishment of a joint project with Beijing Gas on the construction of a network of gas filling stations in Russia. The development of this retail sector is an important contribution to improving the environmental situation in the world—a target for many oil and gas entities today.

The agreement states that Rosneft and Beijing Gas intend to build about 170 gas filling stations in Russia, and consider the options of using liquefied natural gas (LNG) as a motor fuel.

Another example of successful cooperation with Beijing Gas is its entering Rosneft's project Verkhnechonskneft-

в мире, в этом направлении работают многие нефтегазовые компании.

Согласно договоренностям, «Роснефть» и Beijing Gas собираются построить в России около 170 газовых заправок, и, возможно, в качестве моторного топлива на них будет использоваться сжиженный природный газ (СПГ).

Еще один пример успешного взаимодействия с Beijing Gas – вхождение китайской компании в проект «Роснефти» «Верхнечонскнефтегаз» по разработке Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, являющегося одним из крупнейших добывающих месторождений Восточной Сибири с развитой инфраструктурой и доступом к нефтепроводу ВСТО. В 2017 года китайцы приобрели 20% акций этой компании.

«Роснефть» поставила в Китай более 251 млн тонн нефти на сумму около \$124 млрд

Сотрудничество «Роснефти» с Beijing Gas – яркий пример по выстраиванию евразийского партнерства на основе широкого интеграционного контура, когда сотрудничество носит стратегический характер и охватывает все сегменты бизнеса: от добычи до переработки углеводородов и нефтехимии.

Другим примером интегрального партнерства может служить сотрудничество «Роснефти» с CNPC. Начавшиеся в 2013 году с долгосрочного контракта на поставку нефти, который назвали «сделкой века», и создания совместного предприятия для строительства нефтехимического комплекса в китайском городе Тяньцзинь отношения «Роснефти» и CNPC продолжают углубляться. Например, в рамках IV Восточного экономического форума во Владивостоке компании подписали соглашение о сотрудничестве в области разведки и добычи в России. По условиям соглашения CNPC получила возможность приобрести миноритарные доли в крупных нефтегазовых проектах «Роснефти», а также оказывать сервисные услуги в них.

Уже больше 10 лет работает совместное предприятие «Роснефти» и Sinopec – «Удмуртнефть». После прихода в капитал предприятия китайцев в 2017 году добыча вышла на уровень 6,4 млн тонн нефти в год после 20 лет снижения производственных показателей. Сейчас «Удмуртнефть», по информации «Роснефти», продолжает демонстрировать выдающиеся успехи. На сегодня эта компания является крупнейшим производителем углеводородов Удмуртской Республики, а общая накопленная добыча СП выросла почти до 76 млн тонн.

Кроме того, совместно с Sinopec ведется подготовка к освоению Северо-Венинского и Ново-Венинского газоконденсатных месторождений (проект «Сахалин-3»). По последним сообщениям, все лицензионные обязательства выполнены в полном объеме и в срок и компании готовятся к бурению.

egaz, which is one of the largest producing fields in East Siberia featuring advanced infrastructure and access to the East Siberia – Pacific Ocean pipeline. The Chinese party bought 20 percent of the company in 2017.

Rosneft supplied China with more than 251 million tonnes of oil worth about \$124 billion

Rosneft's cooperation with Beijing Gas is a vivid example of a Eurasian partnership based on the "wide integration outline", where the joint work is strategic in nature and covers all business sectors, from production to hydrocarbon refining and petrochemicals.

Rosneft's cooperation with CNPC can be another illustration of the integral partnership. It started in 2013 with a long-term oil supply contract widely called "the deal of the century" and an establishment of a joint venture to construct a petrochemical complex in Tianjin; since then the relationship of Rosneft and CNPC has been only expanding. For instance, they signed an upstream cooperation agreement in Russia, on the sidelines of the 4th Eastern Economic Forum in Vladivostok. According to the agreement, CNPC could purchase minority stakes in large oil and gas projects of Rosneft and provide service for them.

It has been over 10 years of operation of Rosneft-Sinopec joint venture, Udmurtneft. In 2017, following the addition of Chinese capital to the venture, the annual output reached 6.4 million tonnes of oil that had been preceded by 20 years of performance decline. As of today, Rosneft reports that Udmurtneft keeps showing outstanding results. Currently, the company is the biggest hydrocarbon producer of the Udmurt Republic and its total accumulated output has increased almost to 76 million tonnes.

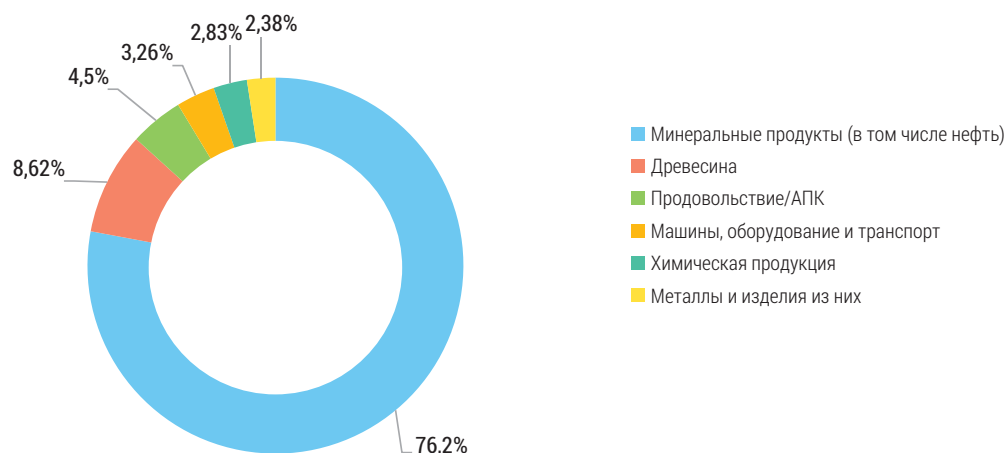
Rosneft maintains its position of a growth driver for the pan-Eurasian partnerships, while actually implementing the vision of the "economy of trust"

Apart from that, Rosneft and Sinopec jointly prepare for the exploration of North-Veninskoye and Novo-Veninskoye gas and condensate fields (the Sakhalin 3 project). The latest updates state that all license commitments have been fulfilled in time and to the full, and the companies get ready to drill.

GROWTH DRIVER

"Rosneft maintains its position of a growth driver for the pan-Eurasian partnerships despite the market volatility and

СТРУКТУРА ПОСТАВОК РФ В КНР, 2018 г.



Источник: данные ФТС

«РОСНЕФТЬ»: НАПРАВЛЕНИЯ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ



Источник: ПАО «Роснефть»

ЛОКОМОТИВ РАЗВИТИЯ

«Несмотря на рыночную волатильность и ограничения, в том числе санкционного характера, «Роснефть» остается локомотивом развития партнерских панъевразийских отношений и на практике реализует видение «экономики доверия», – отмечал Игорь Сечин в октябре 2018 года на Евразийском экономическом форуме в Вероне. – Мы уверены, что это единственно правильный подход, выгодный как для «Роснефти», так и для наших партнеров».

На евроазиатском пространстве, где продолжает превалировать стратегия взаимовыгодного сотрудничества, «Роснефть» активно развивает партнерские отношения с ведущими нефтегазовыми и инвестиционными компаниями Большой Евразии.

Крупный акционер и многолетний деловой партнер «Роснефти» британская BP напрямую вошла в несколько проектов компании («Таас-Юрх», «Ермак»). Норвежская компания Equinor работает с «Роснефтью» по изучению запасов углеводородов доманиковых отложений в Самарской области, разработке Северо-Комсомольского месторождения и в ряде других проектов.

Индийская ONGC сотрудничает с российской компанией в рамках проекта «Сахалин-1», консорциум индийских компаний вошел в акционерный капитал Ванкорского месторождения и Таас-Юрх.

«Роснефть» работает на четырех континентах в 25 странах мира, сотрудничает с семью из десяти мировых мейджоров

Однако «Роснефть» не забывает и о развитии своего международного бизнеса. Масштаб можно оценить по простым цифрам: компания работает на четырех континентах и в 25 странах и сотрудничает с семью из десяти мировых мейджоров. Среди стран присутствия российского нефтяного гиганта Индия, Германия, Египет, Индонезия, Ирак, Норвегия, Италия, Казахстан, Катар, Бразилия, Куба и многие другие.

В годовом отчете «Роснефти» за 2018 год утверждается, что в долгосрочной перспективе компания стремится к расширению международного присутствия в наиболее перспективных нефтегазовых регионах мира и увеличению своей ресурсной базы. Целевыми направлениями являются Южная Америка, Северная и Восточная Африка, Ближний Восток и Азиатско-Тихоокеанский регион. Работа на международных рынках, зачастую в партнерстве с мировыми мейджорами, позволяет российской компании не только укреплять позиции в перспективных регионах, но и осваивать новые компетенции.

Одним из самых успешных международных проектов для «Роснефти» является проект «Зохр» на шельфе

restrictions including sanctions, while actually implementing the vision of the 'economy of trust',» said Igor Sechin at the Eurasian Economic Forum in Verona in October 2018. "We are certain that this is the only proper way, beneficial both for Rosneft and our partners."

In the vast of Eurasia, where the strategy of mutually beneficial cooperation still prevails, Rosneft is vigorously developing partnerships with leading oil and gas companies and investment firms in Greater Eurasia.

British BP—a significant shareholder and long-term business partner of Rosneft—entered several projects of the Company directly (Taas-Yuryakh, Yermak). Norwegian Equinor works jointly with Rosneft on the research of Domanic hydrocarbon deposits in Samara Region, the development of North-Komsomolskoye field, and on a range of other initiatives.

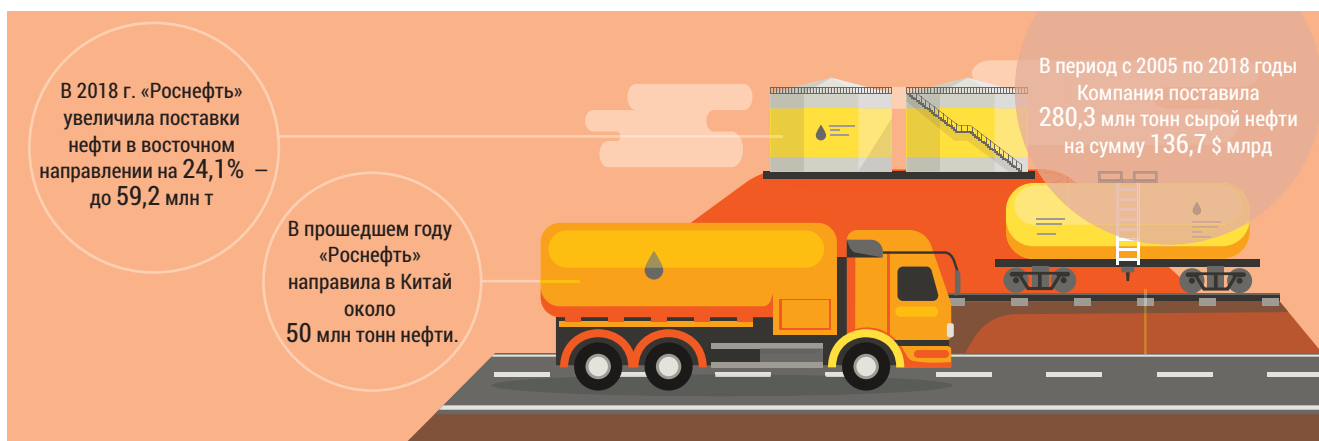
Indian ONGC cooperates with the Company in the Sakhalin 1 project, and a consortium of Indian enterprises has become a shareholder of Vankor field and the Taas-Yuryakh project.

Nevertheless, Rosneft keeps in mind the development of its international business. One can assess the scale upon regular numbers: the Company operates on four continents and in 25 countries, works jointly with seven global majors out of ten. Among the countries of presence of the Russian oil giant are India, Germany, Egypt, Indonesia, Iraq, Norway, Italy, Kazakhstan, Qatar, Brazil, Cuba, and many others.

Rosneft operates on four continents and in 25 countries, works jointly with seven global majors out of ten

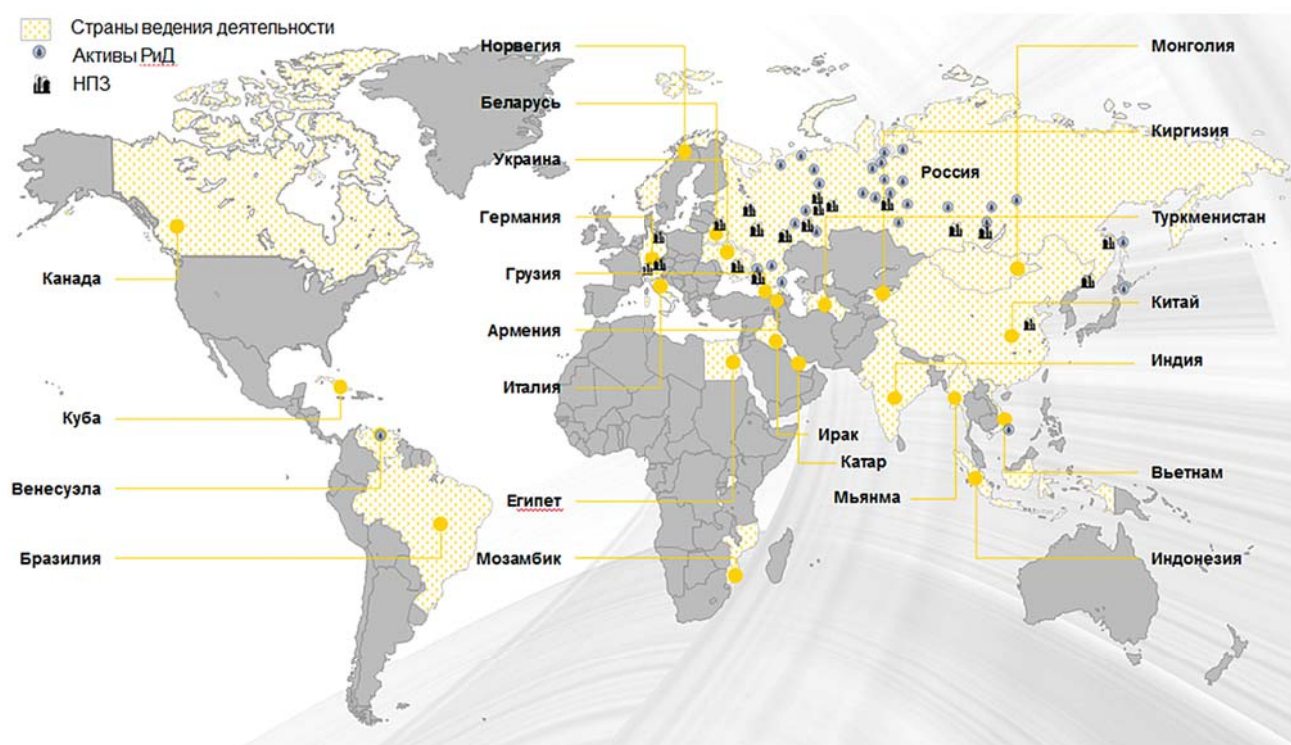
Rosneft's annual report for 2018 states that in the long term the Company aims to expand its international presence in most promising oil and gas regions of the world and to increase its resource base. The target areas are South America, North Africa, East Africa, Middle East, and the Pacific Rim. Working in international markets, often in partnership with global majors, the Russian company can not only strengthen its position in promising regions but also develop new competencies.

One of the most successful international projects of Rosneft is Zohr located offshore Egypt in the Mediterranean Sea. The field was discovered in 2015, and December 2017 saw the start of its development, which now goes ahead of schedule. 12.2 billion cubic meters of gas were produced on the field in 2018. ENI, Rosneft and UAE's Mubadala Petroleum that jointly develop the project managed to make Egypt a net gas exporter and to relieve the country from buying costly LNG from other regions. It is intended to increase the daily output on Zohr to its design capacity of 76 million cubic meters of gas by the end of 2019.



Источник: ПАО «Роснефть»

ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ «РОСНЕФТИ»



- ▶ Проекты в области добычи и переработки в 25 странах
- ▶ 1 121 лицензия на добычу углеводородов в России и за рубежом
- ▶ Крупнейший недропользователь в России: ресурсы нефти и конденсата – 25,3 млрд т газовые ресурсы – 24,1 трлн куб. м
- ▶ 13 НПЗ в России и доли в 5 НПЗ за рубежом
- ▶ Широкая розничная сеть: 2 963 АЗС и 138 нефтебаз в РФ, более 5 000 АЗС в Индии

Источник: ПАО «Роснефть»

Средиземного моря Египта. Месторождение было открыто в 2015 году, в декабре 2017 года уже началась его разработка, которая идет опережающими темпами. По итогам 2018 года на месторождении было добыто 12,2 млрд м³ газа. Eni, «Роснефть», BP и арабская Mubadala Petroleum, совместно разрабатывающие проект, смогли превратить Египет в чистого экспортера «голубого топлива» и избавить его от необходимости покупки дорогостоящего СПГ из других регионов. До конца 2019 года объем добычи на Зохр планируется нарастить до проектной мощности – 76 млн м³ газа в сутки.

ЖЕМЧУЖИНА АЗИИ

В своей международной деятельности «Роснефть» сделала ставку на индийский рынок нефтепродуктов, отличающийся высокими темпами роста. Также компания активно развивает свои заводы в Германии. Все это позволяет «Роснефти» стать крупными игроком на рынке Евразии.

Став акционером Nayara Energy (был приобретен пакет в 49,1 % акций) в августе 2017 года, российская компания вышла на индийский рынок нефтепродуктов. Сделка стала уникальной – активы такого масштаба и качества редко бывают доступны на рынке. На покупку были нацелены ряд крупнейших международных корпораций.

Обоснованность выбора подтверждает тот факт, что участником сделки также стал один из крупнейших независимых трейдеров в мире – компания Trafigura, которая в консорциуме с UCP также приобрела 49,1 % акций Nayara Energy. Участие в капитале крупного нефтеперерабатывающего комплекса в Индии не только открывает «Роснефти» доступ на локальный перспективный рынок, но и позволяет компании укрепить позиции во всем Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Зохр на шельфе Средиземного моря Египта является одним из самых успешных международных проектов «Роснефти». В 2018 году на Зохр добыли 12,2 млрд м³ газа

Особо стоит отметить, что входило в приобретаемый пакет. Главный актив Nayara Energy – второй по величине в Индии частный нефтеперерабатывающий завод в городе Вадинар мощностью 20 млн тонн в год. По уровню технологической сложности НПЗ входит в десятку лучших заводов в мире (индекс сложности Нельсона – 11,8). НПЗ обладает высокой гибкостью по сырью и способен перерабатывать широкий спектр сырой нефти из собственных и торговых активов «Роснефти», включая самые тяжелые сорта. Его конфигурация является одной из наиболее технологически

THE PEARL OF ASIA

In its international activities, Rosneft places its stake on the Indian petroleum products market that is recognized for high growth rates. The company also rapidly develops its plants in Germany. Overall, it allows Rosneft to become a major player on the Eurasian market.

Having gained shareholding in Nayara Energy (49.1 percent stake was acquired) in August 2017, the Russian company entered the Indian petroleum products market. The deal was unique—assets of this scale and of such quality are rarely available on the market. A number of major international corporations aimed to purchase it.

The good reason behind the choice is confirmed by the fact that Trafigura—one of the largest global independent traders—also participated in the deal and acquired a 49.1 percent stake in Nayara in a consortium with UCP. The shareholding in the large Indian oil refining complex not only gives Rosneft access to a promising local market but also allows the Company to strengthen its position in the entire Asia-Pacific Region.

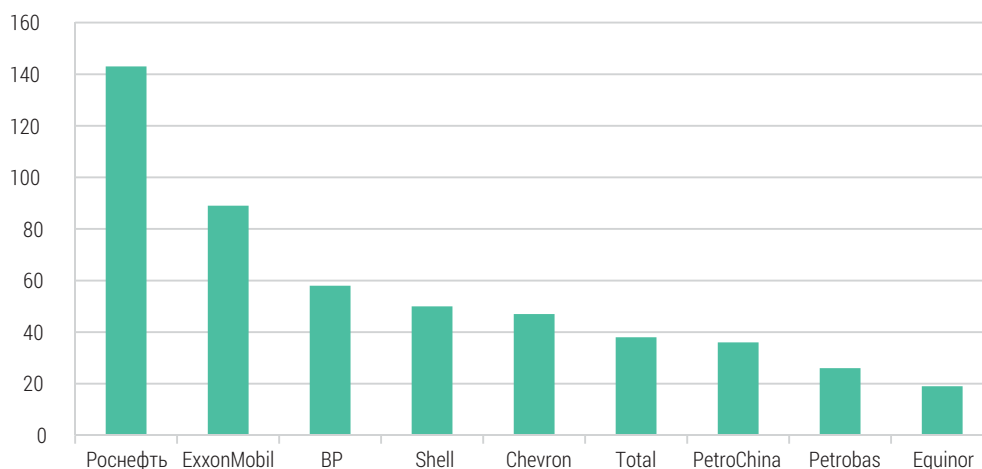
The content of the purchase deserves to be mentioned separately. Nayara Energy's main asset is India's second largest private oil refinery in Vadinar with a capacity of 20 million tonnes per year. In terms of processing complexity, the refinery is among the top ten plants in the world (Nelson's complexity index 11.8). The refinery is highly flexible in terms of feedstock and can process a wide range of crude oil from Rosneft's own and trading assets, including the heaviest crudes. Its configuration is one of the most technologically complex in the Asia-Pacific Region and has significant prospects for expansion and development of petrochemical production.

One of the most successful international projects of Rosneft is Zohr located offshore Egypt in the Mediterranean Sea. 12.2 billion cubic meters of gas were produced on Zohr in 2018

Another beneficial and important advantage of the refinery is its geographic location: the world's key oil production centres in the Middle East and Africa are sited nearby that allows diversifying the supply sources. It will be another growth point for the Russian company on the promising petroleum products market.

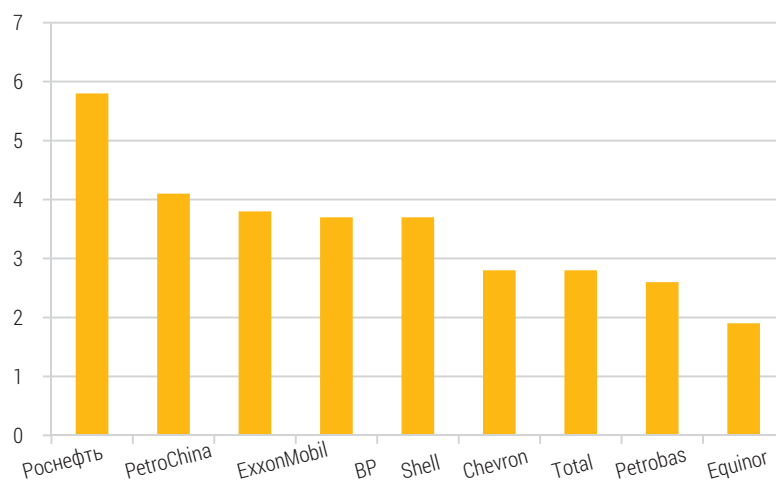
Nayara Energy also has a deep-water port with a throughput capacity of 58 million tonnes. It can accommodate very large crude carriers (VLCC) with a capacity of up to 350 thousand tonnes, which reduces the cost of deliveries from geographically remote regions. In addition, the new shareholders got oil loading terminals, oil tanks and its own power plant – a multifuel unit with a capacity of 1,010 MW, which provides electricity and steam to the refinery.

ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ, млрд барр н.э.



Источник: ПАО «Роснефть»

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ, млн барр н.э./сут.



Источник: ПАО «Роснефть»

NAYARA ENERGY

Ключевые характеристики

Доля компании	49%
Мощность НПЗ	20 млн т
Индекс Нельсона	11,8
Глубина переработки	95,5%
Сеть АЗС	>5 тыс. АЗС расширение до 7 тыс. в ближайшие годы

ПРОЕКТ 30ХР

Характеристики месторождения

Год открытия Епi	2015
Стадия проекта	Разработка
Геологические запасы	~850 млрд куб. м
Полка добычи	29 млрд куб. м
Доля в доказанных запасах газа Египта	>30%

Источник: ПАО «Роснефть»

сложных в Азиатско-Тихоокеанском регионе и имеет значительные перспективы по расширению и развитию нефтехимического производства.

Еще одним выгодным и важным преимуществом завода является его географическое расположение: рядом находятся ключевые мировые центры нефтедобычи Ближнего Востока и Африки, что позволяет выгодно диверсифицировать источники поставок. Это станет еще одной точкой роста российской компании на перспективном рынке нефтепродуктов.

Nayara Energy также имеет глубоководный порт с пропускной способностью 58 млн тонн. Он может принимать сверхкрупные танкеры класса VLCC вместимостью до 350 тыс. тонн, что снижает стоимость поставок из географически удаленных регионов. Кроме того, новым акционерам достались нефтеналивные терминалы, цистерны для хранения углеводородов и собственная электростанция – многотопливная установка мощностью 1,010 МВт, которая обеспечивает подачу электричества и пара к НПЗ.

Но акционеры не останавливаются на достигнутом. Nayara Energy разрабатывает поэтапную программу развития своего нефтеперерабатывающего завода. Первая стадия предполагает организацию производства нефтехимической продукции и выход на индийский нефтехимический рынок. Предприятие сможет производить до 450 тыс. тонн полипропилена в год.

Существенным элементом Nayara Energy является сеть из более 5 тыс. АЗС на индийском рынке, который отличается высоким уровнем либерализации и эффективностью. Наличие этого стабильного канала реализации дополнительно повышает операционные и финансовые показатели актива благодаря постоянно растущему внутреннему спросу на топливо.

ВОРОТА В ЕВРОПУ

Между тем «Роснефть» не ограничивается восточным направлением. Компания активно работает на рынке Германии, где владеет долями в трех крупных НПЗ. Географическое положение этих европейских активов открывает «Роснефти» выход на рынки соседних стран Евросоюза, в связи с чем нефтеперерабатывающий бизнес в ФРГ также является одним из стратегических направлений развития компании.

«Роснефть» вошла в нефтеперерабатывающий бизнес в Германии в 2011 году. На сегодня компания является третьим по величине игроком на немецком рынке нефтепереработки и обеспечивает в стране 5 тыс. рабочих мест. Ей принадлежит 54,17% в НПЗ Шведт (РСК), 24% в НПЗ MiRO и 25% в НПЗ Bayernoil. Партнерами «Роснефти» в этих компаниях являются Shell, Eni, ExxonMobil, Varo Energy, Phillips 66 и BP.

В 2018 году выпуск нефтепродуктов на заводах составил 11,8 млн тонн. Доля заводов, акционером которых является «Роснефть», в общем объеме переработки Германии составляет 12%. Около 80% от данного объема приходится на легкие нефтепродукты, что свидетельствует о высоком техническом уровне НПЗ компании.

But shareholders do not stop there. Nayara Energy is working on a phased development program for its refinery. The first phase involves the organization of petrochemical production and entry into the Indian petrochemical market. The enterprise will be able to produce up to 450 thousand tonnes of polypropylene per year.

Due to the purchase of the stake in Nayara Energy in 2017, Rosneft gained access to the promising Indian market, and also strengthened its position in the Asia-Pacific Region

An essential feature of Nayara Energy is a network of more than 5,000 filling stations on the Indian market, which stands out for a high level of liberalization and efficiency. Due to the steadily growing domestic demand for fuel, the availability of the retail market outlet for petroleum products adds to both the production and financial performance of the asset.

GATES TO EUROPE

Meanwhile, Rosneft goes beyond the eastern direction. The Company is active on the German market, where it owns stakes in three large refineries. For Rosneft, the geographic location of these European assets opens up access to the markets of the EU neighbouring countries, which is why the oil refining business in Germany is also one of the Company's strategic sectors.

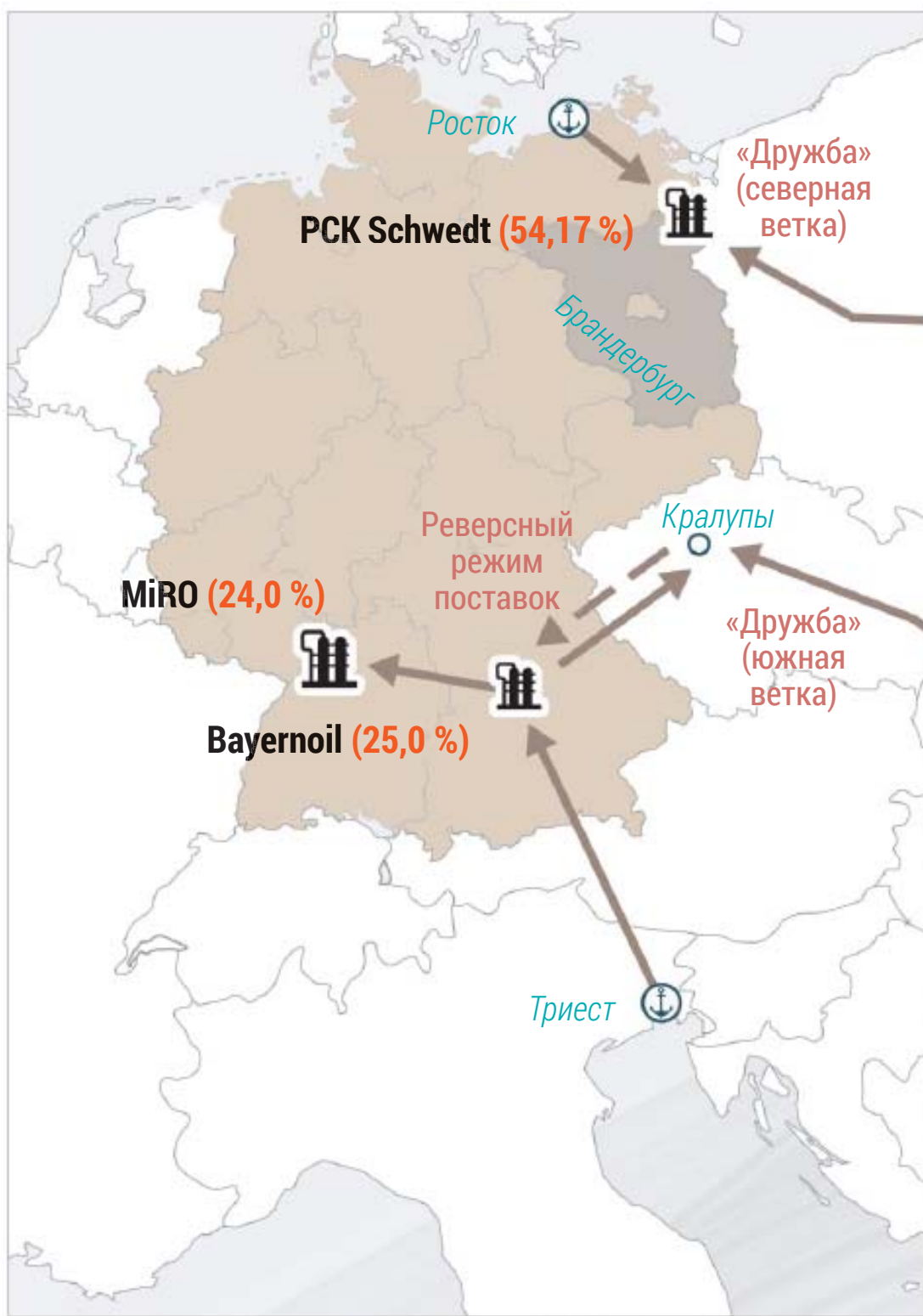
Rosneft entered the oil refining business in Germany in 2011. Currently, Rosneft is the third largest player on the German oil refining market and provides 5,000 jobs in the country. The Company owns 54.17 percent in the PCK Raffinerie (Schwedt), 24 percent in MiRO refinery and 25 percent in Bayernoil refinery. Shell, ENI, ExxonMobil, Varo Energy, Phillips 66, and BP are Rosneft's partners in these entities.

In 2018, the oil product output at the refineries amounted to 11.8 million tonnes. The share of refineries with Rosneft's shareholding in Germany's total processing volume is 12 percent. About 80 percent of this volume is accounted for light petroleum-based products, which indicates a high technical level of the Company's refineries.

Due to the logistical advantages, Rosneft can effectively carry out operating activities in Germany, while access to end-users allows increasing the margins for the sale of its own petroleum-based products. The stake in the largest German refineries ensures integration with the trading division of the Russian company. Rosneft annually provides about a quarter of the German imports of crude oil—around 23 million tonnes.

In order to improve the business efficiency, since 2019 Rosneft through its Rosneft Deutschland subsidiary has begun direct sales of petroleum-based products in Ger-

АКТИВЫ «РОСНЕФТИ» В ГЕРМАНИИ



Источник: ПАО «Роснефть»

Благодаря логистическим преимуществам «Роснефть» может эффективно осуществлять операционную деятельность в Германии, а доступ к конечным потребителям позволяет увеличить маржинальность реализации нефтепродуктов собственного производства. Участие в крупнейшем немецком НПЗ обеспечивает интеграцию с трейдинговым подразделением российской компании. Ежегодно «Роснефть» обеспечивает около четверти немецкого импорта сырой нефти – порядка 23 млн тонн в год.

Для повышения эффективности бизнеса с начала 2019 года «Роснефть» через свою дочернюю компанию Rosneft Deutschland начала прямые продажи нефтепродуктов в Германии. Компания осуществляет реализацию всех нефтепродуктов, которые производятся на трех ее немецких НПЗ, – бензина, дизеля, печного топлива, авиатоплива, СУГ, битума, мазута и продуктов нефтехимического производства.

Rosneft Deutschland поставляет нефтепродукты напрямую с НПЗ, а также с более чем 30 отгрузочных терминалов на территории Германии, используя автомобильный, железнодорожный и речной транспорт. Клиентская база компании насчитывает свыше 500 предприятий в Германии, Польше, Чехии, Швейцарии, Австрии и Франции.

Благодаря покупке доли в Nayara Energy в 2017 году «Роснефть» получила доступ на перспективный индийский рынок, а также укрепила позиции в Азиатско-Тихоокеанском регионе

В конце апреля «Роснефть» сообщила о выходе на рынок авиатопливообеспечения Германии. Rosneft Deutschland заключила ряд контрактов на заправку самолетов «Аэрофлота» в берлинском аэропорту Шёнефельд. Кроме того, топливо собственного производства компании будет поставляться в аэропорт Мюнхена и аэропорт Берлин Тегель. За первый квартал Rosneft Deutschland поставила своим клиентам 74,5 тыс. тонн авиационного топлива. При этом только на НПЗ РСК в Бранденбурге производится около 300 тыс. тонн авиационного топлива, что составляет около половины всего объема керосина, потребляемого в берлинских аэропортах. В планах «Роснефти» дальнейший рост объемов производства и реализации авиакеросина как в Германии, так и в Европе в целом. И цифры доказывают, что перспективы у компании на европейском рынке есть уже сейчас.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОТРУДНИЧЕСТВА

У «Роснефти» и многих других компаний будет возможность обсудить развитие панъевразийского сотрудничества как в рамках РКЭБФ, так и на полях Санкт-Петербургского

many. The Company sells all petroleum-based products produced at its three German refineries – gasoline, diesel, heating oil, jet fuel, LPG, bitumen, fuel oil, and petrochemicals.

Rosneft Deutschland supplies petroleum-based products directly from the refineries, as well as from more than 30 export terminals in Germany, by road, rail, and river transport. The Company's client base includes over 500 enterprises in Germany, Poland, the Czech Republic, Switzerland, Austria, and France.

Rosneft plans to increase the production and sale of jet fuel both in Germany and in Europe

In late April, Rosneft announced its entry into the German jet fuel supply market. Rosneft Deutschland signed a number of contracts for refuelling Aeroflot airplanes at Berlin's Schönefeld Airport. In addition, the Company's own-produced fuel will be delivered to Munich Airport and Tegel (Berlin). In Q1, Rosneft Deutschland supplied its customers with 74.5 thousand tonnes of jet fuel. At the same time, the PCK Raffinerie in Brandenburg alone produces 300 thousand tonnes of jet fuel, which represents about half of the total kerosene consumed at Berlin airports. Rosneft plans to further increase the production and sales of jet fuel both in Germany and in Europe. And the figures prove that the Company has already secured its future on the European market.

COOPERATION DEVELOPMENT PROSPECTS

Rosneft and many other companies will have the opportunity to discuss the development of the pan-Eurasian cooperation both during RCEBF and on the sidelines of the St. Petersburg International Economic Forum. The economic forum, which will become the 23rd in a row, is traditionally the most representative in Russia.

Three German refineries with Rosneft's shareholding provide about 12 percent of oil processing in Germany

In 2018, SPIEF was visited by a record number of guests—17 thousand people from 143 countries. According to open sources, 593 agreements worth more than 2.6 trillion roubles were signed at the Forum. It is expected that this year the Forum will attract even greater interest. "Its potential for growth and strengthening in the status of a leading global business platform is quite obvious. I am confident that this potential

экономического форума. Экономический форум, который станет уже 23-м по счету, традиционно является самым представительным в России.

В 2018 году ПМЭФ посетило рекордное количество гостей – 17 тыс. человек из 143 стран. Согласно открытым источникам, на форуме было подписано 593 соглашения на сумму более 2,6 трлн рублей. Ожидается, что в этом году форум вызовет еще больший интерес. «Совершенно очевиден потенциал его роста и укрепления в статусе ведущей мировой деловой площадки. Уверен, этот потенциал будет раскрыт в ходе работы на ПМЭФ-2019, и следующий форум предоставит гостям и участникам еще больше деловых возможностей в атмосфере полного доверия», – заявил советник президента России и ответственный секретарь оргкомитета ПМЭФ Антон Кобыakov.

Организаторы в лице Росконгресса уже анонсировали проведение на полях ПМЭФ серии бизнес-диалогов, где представители российского бизнеса смогут обсудить вопросы двустороннего взаимодействия со своими зарубежными коллегами. Бизнес-диалоги будут проведены с основными партнерами России в Азии – Китаем, Индией и Японией, а также с представителями крупнейших экономик Европы – Германии, Франции, Италии, Финляндии, Швейцарии и Швеции. Предусмотрено также проведение отдельных двусторонних сессий с представителями США и Африки.

На полях ПМЭФ состоятся другие значимые мероприятия, которые будут способствовать международной кооперации и взаимодействию: региональный консультативный форум «Деловой двадцатки» (B20), сессия Мирового энергетического совета (МИРЭС), Валдайского клуба, Международного молодежного экономического форума, Конференция ШОС и Конференция БРИКС, V Российский форум малого и среднего предпринимательства. 

will be achieved during the work on SPIEF-2019, and the next Forum will provide guests and participants with even more business opportunities in a trustful environment,” said Anton Kobyakov, Adviser to the Russian President and Executive Secretary of the SPIEF Organizing Committee.

The organizers, represented by RosCongress, have already announced a series of business dialogues on the sidelines of SPIEF, where Russian business representatives will be able to discuss bilateral cooperation with their foreign counterparts. Business dialogues will be held with Russia's main partners in Asia—China, India, and Japan—as well as with representatives of Europe's largest economies –Germany, France, Italy, Finland, Switzerland, and Sweden. Separate bilateral sessions with representatives of the United States and Africa are also envisaged

On the sidelines of SPIEF, business dialogues with Russia's main partners –China, India, Japan, Germany, France, Italy, and others–will be held

On the sidelines of SPIEF, other significant events will take place that will contribute to international cooperation and interaction: B20 Regional Consultation Forum, a World Energy Council (WEC) session, a Valdai Discussion Club session, the International Youth Economic Forum, the SCO Conference, the BRICS Conference, and the 5th Russian Small and Medium-sized Enterprises Forum (SME Forum). 



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



Нефтезависимость

Сдерживающие факторы для роста инвестиций в нефтедобычу

СЕРГЕЙ ТИХОНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»

Нефтегазовая отрасль России продолжает оставаться главным источником доходов казны государства. При этом в прошлом году, после бурного роста 2017 года, размер инвестиций в добычу полезных ископаемых остался практически на прежнем уровне, а в области добычи нефти и газа даже снизился. В общем объеме инвестиций в российской экономике доля, приходящаяся на добычу углеводородного сырья, составляет всего 13,6%. Это меньше, чем доля обрабатывающей промышленности (16,7%), а также сферы транспортировки и хранения (19,1%). Учитывая значимость отрасли для бюджета, такое соотношение выглядит более чем странно. А если принять во внимание возможные уже в ближайшие годы сложности с удержанием производства нефти на существующем уровне, подобная статистика означает, что инвестиционная активность в сфере нефтедобычи не соответствует вызовам времени.

В пессимистическом сценарии развития отрасли, представленном Минэнерго РФ на последней Энергетической неделе, к 2035 году добыча нефти в РФ может упасть с нынешних почти 556 млн тонн до 311 млн тонн. Естественно, для получения столь отрицательного результата необходима целая совокупность негативных внешних факторов, а также абсолютное отсутствие попыток исправить положение внутри нашей страны. Нужно, чтобы нефтяные компании не подступались к разработке ТРИЗ, не осваивали шельф, не повышали КИН, не финансировали создание новых технологий и не вводили в эксплуатацию мало-рентабельные запасы. Проще говоря, не вкладывались в собственное будущее. К счастью, подобный сценарий маловероятен. Однако текущая ситуация с инвестициями в отечественную нефтедобычу настораживает. Ведь с точки зрения здравого смысла, сейчас необходимо наращивать вложения в развитие отрасли, а этого не происходит.

В прошлом году бурный рост прекратился, а инвестиции в upstream-проекты даже сократились по сравнению с 2017 годом на 2,3%

НА ПИКЕ ДОБЫЧИ

По данным МЭА снижение роста инвестиций в нефтедобычу – мировой тренд. Причем в прошлогоднем отчете агентства отмечался серьезный рост в 2017 году инвестиций в upstream-проекты (разведка, бурение и добыча) в России, на 38%, что почти в 10 раз превышало общемировые темпы. Впрочем, уже тогда многие эксперты отмечали, что такое увеличение вложений было обеспечено за счет новых проектов нефтегазодобычи на севере и востоке страны, а также укрепления курса рубля. В прошлом году бурный рост прекратился, а инвестиции в upstream-проекты даже сократились по сравнению с 2017 годом на 2,3% (по расчетам Института «Центр развития» НИУ ВШЭ, основанным на данных Росстата). При этом едва ли к нашей стране имеет отношение общемировая тенденция снижения вложений в отрасль. В этом вопросе можно было бы смело идти в ногу с Норвегией, Великобританией, США или Канадой, только при условии не такой серьезной зависимости бюджета от доходов нефтедобывающего сектора или наличия уверенности, что компании удержат полку добычи на текущем уровне. Ни того ни другого у нас, к несчастью, нет. Кроме того, например, в тех же США в последние годы инвестиции в добычу сланцевой нефти наращивались, и только сейчас пошла речь о том, что в будущем они могут снизиться.

На текущий момент самой главной проблемой нефтедобычи в России стала необходимость постепенного перехода с разработки традиционных запасов, фактически открытых еще в СССР или в последнее десятилетие прошлого века, которые истощаются, на освоение более сложных и менее рентабельных запасов, которых очень много, но их ввод в эксплуатацию требует дополнитель-

ных вложений. При этом очень часто можно услышать мнение, что проблема не столь остра, как ее представляют нефтедобывающие компании и Минэнерго РФ, а учитывая нынешний весьма высокий уровень производства нефти в России, беспокоиться о будущем пока не стоит.

Однако, по мнению директора Фонда национальной энергетической безопасности (ФНЭБ) Константина Симонина, причины для беспокойства есть. «В конце существования Советского Союза бытовала аналогичная точка зрения. Известно, что самый высокий уровень добычи у нас был в конце 80-х. Отрасль говорила: «Дайте инвестиции», – правда, тогда это называлось по-другому, а ей отвечали: «Вы исторические рекорды ставите, какие вам инвестиции? У вас и так все хорошо». В результате получили не просто падение, а обвал. Меньше чем за 10 лет тогда добыча упала почти в два раза. До 300 млн тонн дошли уже в 1996 году. Мы это проходили, и сейчас история может повториться», – предостерегает он.

С этим едва ли можно поспорить. В 1987 году в СССР добывалось 624 млн тонн нефти, а в 1996 году добыча в России составила 293 млн тонн. Конечно, в этот период существовало множество разных факторов, отразившихся на производстве «черного золота», однако пример очень показателен. Особенно учитывая нынешний пессимистический прогноз Минэнерго, который фактически говорит о возможности возвращения в 2035 году к уровню производства 1996 года. Сейчас нефтедобыча в России демонстрирует почти максимальные показатели, и вполне возможно предположить даже ее незначительный рост в ближайшие два-три года. Однако в дальнейшем без внедрения в разработку сложных запасов у нефтяных компаний не останется ресурсов не только для ее увеличения, но даже для удержания на существующем уровне. Надежды на то, что цены на нефть перестанут быть волатильными и котировки барреля превысят \$100, достаточно зыбкие, а без этого разработка оставшихся, по-прежнему богатейших ресурсов нефти России никак не станет рентабельной при существующем положении дел. Практически на данный момент нефтедобыча в нашей стране достигла определенного предела, после которого для ее поддержания нужны изменения в отношениях между государством и нефтяными компаниями. Развитие отрасли нуждается в дополнительном экономическом стимулировании, чтобы обеспечить прирост вложений в новые нефтедобывающие проекты и геологоразведочные работы. И сейчас необходимо четко определить, что мешает привлечению дополнительных инвестиций в нефтедобычу, и по возможности минимизировать влияние этих негативных факторов.

Сейчас нефтедобыча в России демонстрирует почти максимальные показатели, и вполне возможно предположить даже ее незначительный рост в ближайшие два-три года

БРЕМЯ ИЛИ ПРЕГРАДА?

Как это ни печально, но значительное отрицательное воздействие на инвестиционную привлекательность нефтяной отрасли оказывает существующая фискальная система – ее нестабильность и частые изменения условий налогообложения. В данном случае это касается не только нефтедобычи, но и смежных областей. Поскольку в России львиная доля производства, переработки и реализации нефти и нефтепродуктов находится в руках вертикально интегрированных компаний (ВИНК), изменения налоговых схем для любой из этих сфер затрагивает всю остальную деятельность компаний.

Развитие отрасли нуждается в дополнительном экономическом стимулировании, чтобы обеспечить прирост вложений в новые нефтедобывающие проекты и геологоразведочные работы

По мнению эксперта-аналитика АО «ФИНАМ» Алексея Калачева, «стабильность условий налогообложения является важнейшим условием для осуществления любой деятельности. Постоянные «усовершенствования» попросту обесценивают усилия по долгосрочному планированию, а без видения будущего инвестирование становится заведомо рискованным».

Аналогичную точку зрения высказал и Константин Симонов, который считает, что «необходимо зафиксировать правила игры на относительно длительный период времени. Хотя бы на один инвестиционный цикл – от первого вложенного рубля до получения первой нефти, например, на 6–8 лет. Чтобы хоть какой-то крупный проект был реализован в рамках этого цикла. Пока же у нас правила игры меняются постоянно – налоговые маневры, демпфер, корректировки демпфера, различные дополнительные сборы и прочее. Нельзя относиться к налоговому кодексу, как к Википедии, переписывая его постоянно. Это крайне вредно, особенно для отраслей с длинным инвестиционным циклом, как нефтянка. Инвестор же не дурак, он видит, что правила постоянно меняются, а это означает для него дополнительные риски».

Как подчеркнул директор Московского нефтегазового центра ЕУ Денис Борисов, «уровень фискальных изъятий наряду с величиной себестоимости является одним из основных элементов, формирующих денежный поток добывающих проектов. При этом при принятии инвестиционных решений важна не только ожидаемая величина налоговых платежей на весь срок разработки месторождений, но и их предсказуемость. В противном случае компании закладывают неопределенность налоговых условий в ставку дисконтирования как дополнительный риск, что снижает потенциальную эффективность реали-

зации проекта и оказывает негативное влияние на принятие инвестиционных решений».

Однако вышесказанное лишь часть проблемы. Стабильность, несомненно, важна для инвесторов, но не менее значим для них и комплексный подход к изменениям во всей нефтяной отрасли. Как отметил руководитель исследовательских проектов отраслевого направления «Делойт», СНГ Дмитрий Касаткин, «для устойчивого развития российского нефтегазового комплекса необходим комплексный подход к совершенствованию всего государственного регулирования ТЭК, в котором налоговая система является только частью. Целью последовательного совершенствования должны стать стабильность и предсказуемость на горизонт планирования до десяти лет».

В последнее время не раз можно было услышать со стороны добывающих компаний о перекрестном финансировании разных сфер в отрасли, которое, может быть, и сглаживает наиболее острые противоречия, но в целом мешает ее развитию. На последнем ННФ в качестве примера подобного представители ЛУКОЙЛа и «Газпром нефти» приводили частичную компенсацию потерь бюджета от применения демпфирующего механизма за счет увеличения НДС. Похожие претензии предъявляются в отношении введения дополнительных сборов, установления тарифов и прочего.

«Государственное регулирование ТЭК – сложная и взаимосвязанная система, и точечные меры, такие как изменение налогового режима, в отрыве от прочих частей системы (лицензирование, таможенно-тарифное регулирование, льготы, субсидии, стимулирование НИОКР) не будут столь эффективными», – отметил Дмитрий Касаткин.

Необходимо зафиксировать правила игры на относительно длительный период времени, хотя бы на один инвестиционный цикл

Помимо этого, сложность существующей фискальной системы также не добавляет оптимизма инвесторам. Как подчеркнула директор группы по оказанию услуг в области корпоративного налогообложения КРПМГ в России и СНГ Анастасия Степанова, «действующее налоговое законодательство предусматривает достаточно широкий перечень льгот как для компаний, уже ведущих деятельность в сфере нефтедобычи, так и для потенциальных инвесторов, в том числе иностранных. При этом перечень налоговых льгот, предоставляемых на федеральном и региональном уровне, постоянно дополняется. На протяжении последних нескольких лет Министерство финансов ведет работу по кодификации существующих льгот, однако в настоящее время отсутствует единый источник информации обо всех действующих льготах, что, безусловно, вносит некую неопределенность в порядок их применения, а также период действия льгот. На текущем этапе

развития системы налогообложения нефтедобычи, прежде всего, необходимо обеспечение прозрачности и предсказуемости действующего режима, а также порядка предоставления налоговых льгот, введения и применения новых налогов и гарантий их стабильности».

Компании закладывают неопределенность налоговых условий в ставку дисконтирования как дополнительный риск

В свою очередь, директор по разведке и добыче нефти и газа VYGON Consulting Сергей Клубков отметил, что «отрасли необходима последовательность в принятии решений о стимулировании добычи углеводородов. В настоящее время налоговый кодекс в части НДС на нефть и газ представляет собой учебник по геологии и разработке месторождений углеводородного сырья, который трудно читать даже для специалиста. Поэтому, с одной стороны, отрасли нужна стабильность, но, с другой, нужны реформы».

КОРРЕКТИРОВКА ИЛИ ПЕРЕЗАГРУЗКА?

Обе задачи не исключают друг друга, как кажется на первый взгляд, но их решение возможно разными путями – доработать существующую фискальную систему с учетом производимой сейчас инвентаризации месторождений и затрат компаний или полностью перейти на новую форму налогообложения отрасли.

Сергей Клубков пояснил, что «согласно поручению премьер-министра РФ Дмитрия Медведева (пп. 2.2 и 2.3 резолюции от 18 сентября 2018 года №ДМ-П9-51пр), до конца 2019 года должен быть проведен анализ эффективности действующей налоговой системы в нефтедобыче. Должен быть оценен эффект от введения новых налоговых стимулов, таких как повышающий коэффициент к амортизации для вводимых основных средств для разработки месторождений Западной Сибири, Арктического шельфа и шельфа Охотского моря; расширение сферы применения нового налогового режима в нефтяной отрасли, основанного на НДС; расширение сферы применения действующих мер налогового стимулирования разработки месторождений с высокой степенью обводненности; стимулирование разработки нетрадиционных источников углеводородного сырья, в том числе нефтяных оторочек газовых месторождений; стимулирование разработки малых месторождений; стимулирование внедрения третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов; корректировка параметров применения особого налогового режима, предусмотренного для новых морских месторождений. В результате этой масштабной работы, которая должна быть завершена в середине 2020 года, будут приняты решения о необходимых изменениях».

Однако нужно учитывать, что весьма длительное время уйдет на согласование этих «необходимых изменений». Непримируемая позиция Минфина РФ в отношении снижения фискальных изъятий из нефтяной отрасли известна уже достаточно хорошо. Только для запуска пилота НДС на сравнительно небольшой группе месторождений в текущем году потребовалось почти 10 лет самых ожесточенных дискуссий между государственными ведомствами и нефтегазовыми компаниями. А здесь пойдет разговор об изменениях, которые затронут всю отрасль.

«Особенностью налоговой системы РФ является то, что в настоящее время уровень затрат практически никак не учитывается при формировании более 90% фискальных изъятий, приходящихся на средний добывающий проект в РФ без льгот, т.к. основные фискальные изъятия (НДС и экспортная пошлина) привязаны к выручке. Такая ситуация возможна только в условиях разработки достаточного количества запасов с низкими операционными издержками (в среднем по РФ эта величина в 2–10 раз ниже, чем для мировых ВИНК). Однако по мере ухудшения горно-геологических условий разработки потребность в объективном учете изменения экономики проектов за счет увеличения влияния затрат на формирование налоговой базы будет только расти. По сути, есть два основных направления развития налоговой системы – дальнейшее расширение поправочных коэффициентов (сегодня уже более 40% нефти в России добывается с применением льгот) или расширение периметра применения НДС. Также возможен комбинированный подход, который получает все более широкое распространение в мировой практике. Как бы то ни было, в основе будущих изменений налоговой системы должен лежать принцип win-win: больше добычи – больше суммарных налоговых отчислений – большая прибыль компаний – больший мультипликативный эффект для экономики», – пояснил Борисов.

Государственное регулирование ТЭК – сложная и взаимосвязанная система, и точечные меры, такие как изменение налогового режима, в отрыве от прочих частей системы не будут столь эффективными

Судя по всему, сейчас в России также склоняются именно к комбинированному подходу. Однако в наших реалиях у такого решения есть свои плюсы и минусы. С одной стороны это позволит первоначально более тонко и гибко подстроить налоговую систему, что, несомненно, станет плюсом для потенциальных инвесторов, но с другой – сохранится необходимость периодической доработки ее некоторых компонентов и уточнения с течением времени определенных условий, например льгот. И, конечно же,

ни о каком упрощении фискальной системы в данном случае речь не идет.

Есть мнение, что некоторое время для раздумий, выбора и принятия решения у нас есть. С точки зрения Алексея Калачева, «сейчас, когда цена на нефть высока, объемы добычи максимальны, а рубль подешевел, у нефтяных компаний не должно быть проблем с поиском средств для капложений. Прибыль растет, фондовый рынок с энтузиазмом реализует их облигационные займы, а банки, испытывая дефицит надежных и ликвидных инструментов, с удовольствием их кредитуют. Поэтому сейчас острой проблемы для инвестиций в нефтянке нет. Однако в перспективе, при неблагоприятной конъюнктуре, в условиях действующей налоговой системы нефтяники лишаются стимула вкладывать средства в разработку трудных и новых запасов, предпочитая интенсивно вырабатывать более легкие и доступные. Что в будущем создает угрозу сокращения объемов добычи нефти».

На текущем этапе развития системы налогообложения нефтедобычи, прежде всего, необходимо обеспечение прозрачности и предсказуемости действующего режима

Сказанное, однако, не отменяет как снижение инвестиций в нефтедобычу в прошлом году, так и ухудшение рентабельности разработки новых запасов. По словам замминистра энергетики РФ Павла Сорокина, в ближайшие два года у нас не останется крупных новых месторождений, которые смогли бы поддерживать добычу на текущем уровне, а темпы естественного снижения добычи в Западной Сибири составляют 2,5–3,5% в год. Таким образом, для компенсации потерь на старых месторождениях, необходимо начинать разработку более сложных и менее рентабельных запасов, а это невозможно без привлечения дополнительных инвестиций. Последнее требует создания для вложений в нефтедобывающие проекты новых стимулов, которые в большинстве своем существуют пока только в проекте. Впрочем, в текущем году был запущен пилот НДД, на который возлагаются большие надежды. Однако с ним до конца тоже совсем не все ясно.

БУДЕТ ЛИ ЭФФЕКТ ОТ НДД?

Нужно сразу отметить, что НДД по-разному оценивают не только эксперты и нефтяные компании, но и представители экономического блока правительства. Если нефтяники говорят о необходимости скорейшего расширения периметра действия нового налога, а Минэнерго пока занимает осторожную и выжидательную позицию, то Минфин достаточно категорично заявляет о вреде спешки

в этом вопросе. Судя по словам директора Департамента налоговой и таможенной политики Министерства финансов РФ Алексея Сазанова, сказанным им на последнем ННФ, в ближайшие два-три года ожидать повсеместного перехода на НДД не приходится.

Причем, по мнению Алексея Калачева, «расширение действия НДД в нефтяной отрасли – давно назревшая тема. Переход от обложения объемных показателей к обложению финансовых результатов на определенной стадии происходит в большинстве нефтедобывающих стран. Он расширяет инвестиционные возможности нефтяных компаний, сокращая зависимость инвестиций от текущей ценовой ситуации на рынке».

Сказанное, несомненно, верно, но обращает на себя внимание тот факт, что представители нефтедобывающих компаний, говоря о расширении периметра действия НДД, чаще всего не имеют в виду свои проекты, пользующиеся льготами. Подразумевается, что льготы будут существовать параллельно с НДД. Позиция же государственных ведомств в данном вопросе не совсем ясна, хотя, как представляется, Минэнерго скорее согласно с нефтяниками, а Минфин еще до конца не определился.

Не меньше разнятся взгляды на НДД и возможности новой налоговой системы привлечь дополнительные инвестиции в отрасль у экспертов. Например, Дмитрий Касаткин отметил, что «необходима детальная проработка и совершенствование пилотируемого НДД с точки зрения всей системы государственного регулирования: анализ эффекта на всех игроков рынка и смежные отрасли, устранение возможных коллизий и рисков, калибровка с учетом глобальных вызовов. Если не произойдет комплексного совершенствования государственного регулирования ТЭК, то эффект от возможного расширения периметра действия НДД с точки зрения привлечения дополнительных инвестиций может быть и обратный. Особенно, если мировая экономика вступит в фазу замедления».

Отрасли необходима последовательность в принятии решений о стимулировании добычи углеводородов

По мнению Дениса Борисова, «нефтяные компании заинтересованы в получении определенного уровня денежного потока при реализации проектов, который позволяет им окупить инвестиции с целевым показателем доходности. НДД – это всего лишь один из инструментов, который при условии его правильной настройки позволяет достигать оптимума между интересами потребителей и доходами бюджета. При этом одним из важных элементов правильной настройки НДД (или альтернативных вариантов в виде корректировок НДПИ в действующей налоговой системе) является

актуализация представлений государства об экономике всех месторождений с запасами более 5 млн тонн. Как следствие, очень важно, чтобы стартовавший процесс поэтапной оценки сложившейся дифференциации налоговых условий и дальнейшему стимулированию добычи дошел до своего логического завершения. Это позволит повысить эффективность работы налоговой системы и привлечь дополнительные инвестиции в отрасль, оказав благоприятное влияние и на показатель ВВП страны в целом».

Только для запуска пилота НДД на сравнительно небольшой группе месторождений в текущем году потребовалось почти 10 лет самых ожесточенных дискуссий

Сергей Клубков и Анастасия Степанова сошлись во мнении, что пока еще рано оценивать эффективность НДД, поскольку прошло слишком мало времени с запуска пилота. Однако Анастасия Степанова не исключила, что «по мере применения налога, будут вноситься некоторые уточнения, как в расчетные формулы, так и в периметр его действия. При этом потенциальное расширение периметра НДД, по крайней мере, с учетом географии, с наибольшей вероятностью будет способствовать повышению инвестиционной привлекательности некогда экономически невыгодных месторождений и привлечению дополнительных инвестиций в нефтедобычу».

Отдельного внимания заслуживает точка зрения Константина Симонова, который подчеркнул, что «для привлечения дополнительных инвестиций в нефтедобычу переход с налогообложения выручки к налогообложению прибыли необходим. Но существующий НДД к этому не имеет никакого отношения. Применительно к нему можно использовать фразу Ленина «формально правильно, а по существу издевательство». Мы произвели расчеты. Почти во всех проектах льготы оказываются выгоднее НДД. Я противник льгот, но если их отменить и ввести для этих проектов НДД, то это приведет не к росту, а к падению инвестиций. НДД интересен только для единичных льготируемых проектов. Также остается вопрос: сколько будет длиться тестирование этого налога, 10 лет? Как можно закладывать налоговый эксперимент на десятилетие? Прироста инвестиций это никак не принесет».

Если резюмировать сказанное, то НДД воспринимается даже большинством его сторонников как еще одна надстройка над существующей налоговой системой, которую невозможно применять повсеместно. Причем, учитывая существующую пока неопределенность в сроках расширения периметра его действия, едва ли сейчас он сможет оказать значительное влияние на увеличение инвестиционной привлекательности новых проектов в нефтедобыче.

СКРЫТАЯ УГРОЗА

Стоит отметить, что при всех недочетах отечественной фискальной системы не меньшее негативное влияние на приток инвестиций в нефтяную отрасль оказывают санкции, введенные против нашей страны. Это касается как привлечения средств богатых западных компаний, так и отсутствия у российских компаний некоторых передовых технологий для разведки и добычи нефти. Переориентация на партнерство со странами АТР, несомненно, принесла определенные плоды, но пока все же крайне ограниченные. Наиболее богатые китайские инвесторы оказались весьма осторожными в отношении российских нефтедобывающих проектов, а самая технологически развитая страна региона Япония имеет с Россией целый ряд политических разногласий, что, несомненно, сдерживает ее активность на отечественном рынке.

Впрочем, по мнению партнера GKEM Analytica, профессора ВШЭ Евгения Гавриленкова, здесь ситуация пока далека от критической. «Масштабы влияния санкций на результаты работы российского нефтегазового комплекса по части добычи и экспорта энергоресурсов весьма ограничены. Россия продолжала увеличивать добычу нефти и газа, причем даже в условиях соглашения с ОПЕК по ее ограничению. Увеличивались и доходы от экспорта нефти и газа – в том числе и в силу повышения цен на энергоносители. Увеличивались экспортные поставки сжиженного газа. Хотя получение внешнего финансирования стало более затруднительным, но тем не менее сектор продолжает развиваться, находя альтернативные источники (потребность в которых, возможно, оказывается несколько ниже вследствие более благоприятной ценовой конъюнктуры). Если уровень цен на нефть и газ на мировых рынках в ближайшее время существенно не скорректируется, то с серьезными финансовыми проблемами нефтегазовый сектор вряд ли столкнется. Чем дольше будет удерживаться приемлемый уровень цен, тем проще будет демпфировать возможные технические проблемы, находя альтернативы западным технологиям, на которые делался расчет ранее. Значительное же снижение цен может оказаться более болезненным, чем санкции. Т.е. при снижении цен на нефть и газ влияние введенных санкций будет накапливаться (или даже увеличиваться вследствие мультипликативного эффекта), а при текущем уровне цен возможно снижение этого влияния», – отметил Евгений Гавриленков.

По мере ухудшения горно-геологических условий разработки потребность в объективном учете изменения экономики проектов за счет увеличения влияния затрат на формирование налоговой базы будет только расти

Однако сказанное относится к сегодняшнему дню, пока мы находимся на пике добычи нефти. Если учесть, что ожидаемое снижение производства может начаться уже через два-три года, а для компенсации потерь нужно вводить более сложные для разработки запасы, то влияние санкций будет только усиливаться из-за технического отставания. Как сказал консультант VYGON Consulting Денис Пигарев, «в России особенно остро стоит вопрос о привлечении инвестиций в создание собственных технологий добычи разработки ТРИЗ. По-прежнему отсутствуют отечественные аналоги части комплектующих флотов ГРП, РУСы, список можно продолжать и дальше».

Фактически речь идет не о привлечении средств непосредственно в нефтедобывающие проекты, их худо-бедно мы смогли возместить в странах АТР и Ближнего Востока, а инвестиций в создание собственных технологий добычи. Большое внимание здесь уделяется программе импортозамещения, реализуемой в нефтегазовом комплексе с 2015 года, но, как уже неоднократно говорилось, за это время в некоторых наиболее технологичных сферах не удалось в нужных объемах заменить иностранные технологии.

В ближайшие два года у нас не останется крупных новых месторождений, которые смогли бы поддерживать добычу на текущем уровне

«Отрицательное влияние введенных против отрасли санкций имеет свойство накапливаться, усиливая имеющееся технологическое отставание. Но горизонт этого влияния может быть ограничен своевременно принятыми мерами. Поставленная правительством задача импортозамещения в нефтегазовой отрасли, неизбежный из-за ограничений импорта рост потребности отрасли в применении отечественных разработок, растущие при благоприятной конъюнктуре инвестиционные возможности – все это в комплексе должно дать эффект в виде появления и роста использования собственных новейших технологий», – подчеркнул Алексей Калачев.

Меры были приняты, но как было отмечено выше, в наиболее технологичных областях нефтедобычи их результаты пока более чем скромные. С точки зрения Константина Симонова, «существует ловушка цифр. Санкции против нас были приняты пять лет назад, и все это время мы ставим рекорды по добыче нефти. Вроде как санкции не работают. Вернее, против них удачно сработала программа импортозамещения. На самом деле все не совсем так. Санкции не были распространены на самое уязвимое звено российской нефтянки – сервисный бизнес. Иностранные компании остались в стране. Это позволило безболезненно продолжать разрабатывать традиционные месторождения. Однако санкции блокируют привлечение технологий для освоения новых,

перспективных направлений добычи. Они ударили по шельфу и почти всей трудноизвлекаемой нефти. Потенциал в традиционных регионах нефтедобычи еще есть, но подступиться технически всерьез к бажену и арктическому шельфу у нас уже не получается. Это пока не сказывается на добыче, но будет заметно уже в самом ближайшем будущем».

По мнению Дениса Пигарева, «ключевая проблема – отсутствие стимулов для рискованного и высокочастотного этапа проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) в полевых условиях, т.е. на участках недр. Частично вопрос решается введением нового вида пользования недрами, законопроект о котором сейчас находится на рассмотрении в Госдуме. С другой стороны, в России мало условий для развития технологических компаний именно в нефтегазовой отрасли. Высокие процентные ставки при кредитовании и отсутствие приоритета при предоставлении государственного софинансирования на стадиях НИОКР или производства пилотных партий, существенно снижает потенциал отрасли».

Впрочем, есть и другое мнение. Алексей Калачев взглянул на проблему немного с иной стороны. С его точки зрения, «научных и инженерных кадров в вузах и НИИ страны пока должно хватать. Связи крупнейших нефтяных компаний с ведущими профильными кафедрами существуют. Денег для финансирования прикладных исследований и разработок требуется меньше, чем могут себе позволить нефтяники на эти цели. Так в чем проблема? Возможно, мотивации не хватает. Проще качать то, что легче, прямо сейчас, а на новые проекты просить дополнительные льготы. И полагаться на бюджетное финансирование для разработки технологий».

ДЕНЬГИ В ТЕХНОЛОГИИ

В результате выстраивается цепь взаимосвязанных негативных факторов. Привлечению инвестиций в новые проекты, связанные с добычей сложной нефти, препятствует отсутствие отечественных технологий, создание которых требует дополнительных инвестиций для их разработки и испытаний. Причем крайне сомнительно, что в последнее готовы вкладываться иностранные инвесторы. Их, в первую очередь, заинтересовали бы нефтедобывающие проекты. Поэтому в отношении технологий, в большей степени, нужно рассчитывать на свои силы или на скорое изменение внешнеполитической ситуации, что, правда, маловероятно.

Одним из важных элементов правильной настройки НДД является актуализация представлений государства об экономике всех месторождений с запасами более 5 млн тонн

Ожидать поворота политики США в отношении России едва ли имеет смысл. По мнению Евгения Гавриленкова, «о существенном смягчении санкций в ближайшие два-три года говорить не приходится. США входят в новый выборный цикл, и это не тот период, когда можно было бы рассчитывать на улучшение отношений между нашими странами. Кроме того, сохраняющийся дефицит счета текущих операций платежного баланса США должен финансироваться, а этому способствует негативный антироссийский фон и прямое давление не только на сателлитов США, но и на относительно нейтральные страны, которым настоятельно рекомендуется ограничивать торговые отношения с Россией. В целом можно рассчитывать лишь на то, что новые пакеты санкций, которые будет вводить американская администрация, большинством европейских стран поддержаны не будут, в то время как ранее введенные санкции будут исправно пролонгироваться».

Для привлечения дополнительных инвестиций в нефтедобычу переход с налогообложения выручки к налогообложению прибыли необходим

Негатив, к несчастью, этим не ограничивается. Как сказал Дмитрий Касаткин, «влияние санкций будет усиливаться и аккумулироваться, в связи с ужесточением конкуренции за рынки сбыта, замедлением мировой экономики (падение спроса и снижение цен)».

Однако безвыходных положений, как известно, не бывает. В наших силах снизить негативное влияние этих внешних факторов на отечественную нефтедобычу. Решение существующих проблем находится опять же в области политики государства в отношении отрасли. По мнению Дениса Борисова, «вопрос с дальнейшим влиянием санкций (при условии их сохранения и/или расширения на долгосрочные перспективы развития российской нефтегазовой отрасли, прежде всего, в части шельфа и ТРИЗ) будет зависеть от эффективности принимаемых государством мер для развития и внедрения отечественных технологий. Этот процесс является длительным, поэтому какие-то прогнозы (даже самые первые) пока выглядят преждевременными».

С точки зрения Дениса Пигарева, «одним из перспективных решений для привлечения инвестиций в технологические проекты могла бы стать консолидация отраслевого заказа. В настоящее время создание технологий идет разрозненно, компании не раскрывают информацию о потребности в разработках, результатах исследований и испытаний, зачастую направленных на решение одной и той же проблемы. Поэтому часть технологических проектов просто не может получить заказ на объем даже для реализации пилотных партий. Как следствие, отсутствует заинтересованность инвесторов в таких компаниях. При этом потенциал нефтегазовой отрасли огромен,

учитывая что только в 2018 году инвестиции в нефтедобычу составили около 1,4 трлн рублей».

В свою очередь, Дмитрий Касаткин считает, что «привлечь дополнительные инвестиции в разработку новейших технологий нефтедобычи можно за счет создания совместных предприятий с производителями из стран, не поддержавших санкции, на условиях локализации производства в РФ, а также особого режима налогообложения для таких компаний».

По мнению Константина Симонова, переломить ситуацию возможно налоговыми инструментами. «Необходимо стимулировать компании вкладывать деньги в НИОКР или, как сейчас это называют, R&D. Однако пока государство считает, что это не его функция», – подчеркнул он.

ОСТОРОЖНОСТЬ ИЛИ ПРОМЕДЛЕНИЕ

Подводя итог всему изложенному, можно сделать один весьма парадоксальный вывод. Несмотря на различия факторов, тормозящих прирост инвестиций в отечественную нефтедобычу – от нестабильности и сложности фискальной системы до отсутствия комплексного подхода к отрасли и действия санкций, – главной причиной того, что не получается перебороть их влияние является зависимость российской экономики от нефтяной отрасли. Как очень верно подметил Дмитрий Касаткин, «способствовать стабильности в отрасли в долгосрочной перспективе может уход от высокой зависимости государственного бюджета от нефтяных доходов – в таком случае у отрасли будет меньше рисков по ужесточению регулирования (в первую очередь, за счет роста налогов)».

Вопрос с дальнейшим влиянием санкций будет зависеть от эффективности принимаемых государством мер для развития и внедрения отечественных технологий

Практически все меры по нивелированию влияния этих негативных факторов и увеличению инвестиционной привлекательности отрасли уже разработаны. Есть дорожные карты, планы и проекты реформ. Однако внедрение их в жизнь весьма осложняется из-за обязательного в данном случае, хотя бы на первом этапе, снижения доходов бюджета от нефтяной отрасли, что неминуемо отразится на всей экономике страны. В результате принимать решения приходится предельно осторожно. Но уже сейчас мы подошли к той черте, когда промедление с реализацией мер по привлечению инвестиций в новые и сложные нефтедобывающие проекты может привести к серьезно снижению производства нефти уже в ближайшие годы. И последнее может ударить по российской экономике значительно сильнее, нежели временное выпадение части доходов бюджета из-за реформ. **ЗА**



Заметки на полях доктрины энергетической безопасности

АЛЕКСЕЙ БЕЛОГОРЬЕВ

Заместитель директора по энергетическому направлению,
Институт энергетики и финансов

Доктрина энергетической безопасности (ДЭБ), утвержденная Указом Президента РФ № 216 от 13 мая 2019 года, – документ специфический. Предмет Доктрины, в отличие от Энергетической стратегии, стратегий и генеральных схем отдельных отраслей ТЭК, – безопасность, а не развитие ТЭК. И в целом она связана со стратегическим планированием не столько в сфере энергетики, сколько в области национальной безопасности. Ее смысл – сформулировать в самом общем виде, что такое энергетическая безопасность, и систематизировать, что ей угрожает и каковы задачи, субъекты и механизмы ее обеспечения. Иными словами, подготовить концептуальную (теоретическую) основу под дальнейшие практические шаги в сфере нормативно-правового регулирования. Звучит это все скучно, но документ, если его читать внимательно, получился достаточно интересным и заслуживающим внимания.



ГЛАВНЫЙ СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ДОКУМЕНТ

Начнем с того, что в отличие от предыдущей редакции 2012 года, с ДЭБ сняли гриф «для служебного пользования». Тем самым она вольно или невольно приобрела характер публичного «послания». Если учесть, что до сих пор так и не утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (а действующая ЭС-2030 явно устарела), ДЭБ на текущий момент – это практически единственный актуальный документ официального стратегического планирования, системно рассматривающий весь ТЭК. Более того, по ней можно судить и о том, что будет заложено в итоговый вариант ЭС-2035.

ДЭБ на текущий момент – это практически единственный актуальный документ официального стратегического планирования, системно рассматривающий весь ТЭК

В целом в ДЭБ, несмотря на ее лаконичность, представлена, если не исчерпывающая, то вполне репрезентативная картина современных проблем российского ТЭК.

Новая редакция ДЭБ решительно отличается от предыдущей. По сути, документ был написан заново и на иной методологической основе. Наиболее удачной и в то же время спорной его составляющей является четко выстроенная триада: вызов (как источник возможностей и рисков) – риск (как переходное состояние от вызова к угрозе) – угроза (реализация риска).

Основная критика документа, которая сейчас слышна, связана с тем, что в вызовы в ДЭБ записаны почти все основные тенденции развития мировой энергетики. И это подается так, будто российское государство видит угрозу в самом энергетическом развитии. Как мне представляется, это пристрастный взгляд, не учитывающий, что такое «вызов» в понимании этого документа: вызов это, повторюсь, – это, прежде всего, область новых возможностей и только как обратная сторона – новых рисков. И в этом контексте перечень вызовов в ДЭБ вполне адекватен.

Стоит отметить, что ДЭБ (исходная ее версия была разработана силами Минэнерго России в феврале 2018 года) прошла довольно серьезное экспертное обсуждение зимой-весной 2018 года. К чести Минэнерго проект документа не замалчивался и многие критические замечания в нем были учтены. В частности, в перечень внутренних рисков с подачи нашего института была включена «неоправданная монополизация в отраслях топливно-энергетического комплекса и неравные условия конкуренции в конкурентных видах деятельности в сфере энергетики» (п. 17 «е»). Одновременно были исключены дискуссионные положения, связанные с развитием внутреннего

рынка газа, в частности, обязательства всех поставщиков газа участвовать в развитии газоснабжения и покрытия пикового потребления газа в отопительный период. Также были отвергнуты предложения «Газпрома» прописать в ДЭБ необходимость сохранения его монополии на газотранспортную систему (которая рассматривается компанией как единый имущественный комплекс с добычей газа) и монополии на экспорт трубопроводного газа.

Вызов – это, прежде всего, область новых возможностей и только как оборотная сторона – новых рисков. И в этом контексте перечень вызовов в ДЭБ вполне адекватен

Были внесены также существенные методологические правки. В частности, из документа исчезли противоречивое понятие «источники угроз и вызовов» и ориентация на консервативный и инерционный сценарии социально-экономического развития, то есть на относительно низкие темпы экономического роста. Была устранена путаница в определении понятия «риск», существенно уточнено понятие «вызов» и пр.

СВЕТОФОР УГРОЗ

Основным недостатком Доктрины, на мой взгляд, осталось то, что для публичного документа («послания» России и миру) она слишком пессимистична в своем описании широты угроз и не создает ощущения однозначной готовности России эти угрозы преодолеть. В послании

явно не хватает позитивной стороны. Таковой могла бы быть, например, заинтересованность России в восприятии и использовании новых вызовов не только как потенциальной сферы возникновения угроз, а, прежде всего, как драйверов опережающего технологического и производственного развития самой России.

Это можно представить в виде светофора. Каждый из рассматриваемых в Доктрине вызовов возможно описать в трех последовательных пунктах. В первом («желтый свет») дается общее безоценочное описание вызова. Во втором пункте («зеленый свет») говорится о том, как российский ТЭК может использовать этот вызов для своего развития (положительная коннотация вызова). И только в третьем, последнем пункте («красный свет») описываются те риски (а через них – угрозы), в которые рассматриваемый вызов может превратиться. К сожалению, в силу специфики документа «зеленый свет» в него так и не вошел.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Что в этом документе может иметь практическую пользу для широкого круга людей, занимающихся российским ТЭК?

Во-первых, перечень рисков энергетической безопасности. Логика ДЭБ подразумевает, что риски – это то, с чем правительство России должно бороться профилактическими мерами, с тем чтобы они не переросли в угрозы. Например, подпункты «в» и «г» п. 17 вполне открыто подразумевают целесообразность предоставления налоговых льгот нефтегазодобывающим компаниям и общего снижения их фискальной нагрузки.

Во-вторых, к числу принципов обеспечения энергетической безопасности (п. 23) отнесены «стабильность налоговой политики и нормативно-правового регулирования» (она же упомянута и в перечне задач – п. 25 «в») и «учет





реклама

интересов всех субъектов энергетической безопасности и населения».

В-третьих, в задачи ДЭБ включены «развитие конкуренции в отраслях топливно-энергетического комплекса на внутреннем рынке» и «плановый переход к рыночным механизмам ценообразования» (п. 25 «д» и «г»).

В-четвертых, неожиданно большое внимание в документе уделено развитию децентрализованного энергоснабжения и умных энергетических систем (п. 26 «е» и 27 «г»).

В-пятых, в документе ясно прописаны основные регионы, на которых будет сконцентрировано внимание государства в части развития ТЭК: Восточная Сибирь, Дальний Восток, Арктика, Северный Кавказ, Крым и Калининградская область (п. 27 «а»).

Основным недостатком Доктрины осталось то, что для публичного документа («послания» России и миру) она слишком пессимистична в своем описании широты угроз и не создает ощущения однозначной готовности России эти угрозы преодолеть

В-шестых, ДЭБ предполагает в качестве одной из своих задач «совершенствование внешнеполитических инструментов и механизмов взаимодействия с основными профильными международными организациями и участниками мировых энергетических рынков в целях обеспечения устойчивого функционирования этих рынков» (п. 28 «в»). При этом отдельно подчеркнуто сотрудничество с ОПЕК и ФСЭГ (п. 28 «а»).

Авторы документа явно наводят мосты между ДЭБ и Энергетической стратегией, обозначая основные направления последней: от децентрализации энергетических систем до развития конкуренции

В-седьмых, в ДЭБ ясно и, я бы даже сказал, честно изложена общая позиция РФ в отношении международной климатической политики (п. 10), в том числе то, что Россию в ней смущает: «ущемление интересов государств – производителей энергоресурсов и намеренное игнорирование таких аспектов устойчивого развития, как обеспечение всеобщего доступа к энергии и развитие чистых углеводородных энергетических технологий».

В-восьмых, большое место в документе отведено проблеме технологического отставания России и сдерживанию разработки и внедрения инновационных технологий (п. 20 «а», «б», «в»).

Наконец, в-девятых, ДЭБ подразумевает создание новой «системы управления рисками в области энергетической безопасности» (п. 25 «б»). Что она будет собой представлять, исходя из текста понять едва ли возможно. Но сама по себе задача интересная.

Возвращаясь к тому, с чего я начал, ДЭБ – это не стратегия развития. Но это и не совсем стратегия выживания. Что-то среднее. Авторы документа явно наводят мосты между ДЭБ и Энергетической стратегией, обозначая основные направления последней: от децентрализации энергетических систем до развития конкуренции. **21**



О роли газа в энергообеспечении Европы

ЮРИЙ СЕНТЮРИН

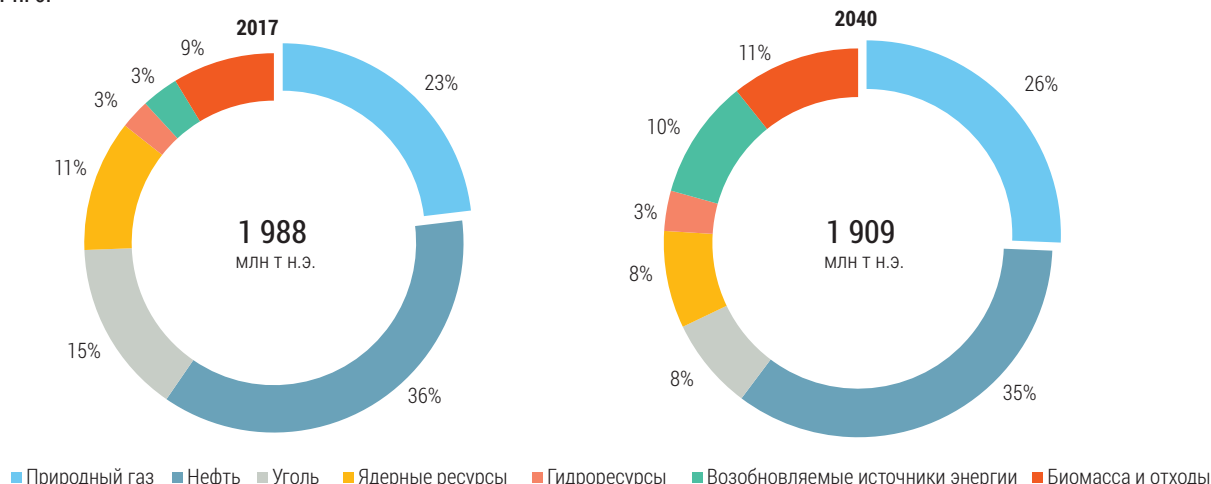
Генеральный секретарь ФСЭГ (Форум стран – экспортеров газа)

Прежде всего, я хотел бы сосредоточиться на положении природного газа в Европе. В настоящее время на природный газ приходится около 23% энергетического баланса. Еще в течение долгих лет, в соответствии с нашими прогнозами, в Европе будет происходить постепенное снижение общего потребления энергии в результате мер по энергосбережению и повышению энергоемкости. Тем не менее спрос на газ сможет показать некоторый рост. При среднем темпе роста в 0,3% в год природный газ будет единственным углеводородным ресурсом, кото-

рый увеличит свою долю, достигнув 26% в 2040 году. Этот рост будет обусловлен дополнительными требованиями со стороны электроэнергетики и транспорта, в то время как промышленное и бытовое потребление газа, скорее всего, будет пребывать в застое из-за повышения энергоэффективности (см. «Природный газ в энергетическом балансе Европы»).

На наш взгляд, газ имеет множество возможностей на европейском энергетическом рынке. Во-первых, замена им угля в выработке энергии позволяет немедлен-

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ ЕВРОПЫ: С 23 ДО 26% К 2040 г. млн т н.э.



* Предполагается, что до 2040 года спрос на газ будет увеличиваться за счет дополнительных требований со стороны электроэнергетики и транспортного сектора

Источник: ФСЕГ

но сократить выбросы CO₂ при разумных затратах, и это имеет решающее значение в мире сильных экологических обязательств.

Спрос на газ сможет показать некоторый рост. При среднем темпе роста в 0,3% в год природный газ будет единственным углеводородным ресурсом, который увеличит свою долю, достигнув 26% в 2040 году

В транспортном секторе важный прогресс может быть достигнут путем переключения транспорта на природный газ, частично посредством политических инициатив, направленных на компенсацию транспортных выбросов. Газ предлагает готовые доступные решения для перевозок тяжелых грузов, в то время как электрические технологии не могут наилучшим образом соответствовать специфике этой задачи. Существуют прогнозы, что ожидаемые директивы Международной морской организации также окажут влияние на спрос на газ в сфере транспорта, поскольку международная морская отрасль начинает переходить на СПГ.

Лично я считаю, что, несмотря на растущую долю возобновляемых источников энергии, настало время сделать предположение, что газ можно считать топливом будущего, которое окажется ключевым, существенным

элементом для достижения низкоуглеродной энергетической системы (см. «Неутешительные перспективы добычи газа в Европе»).

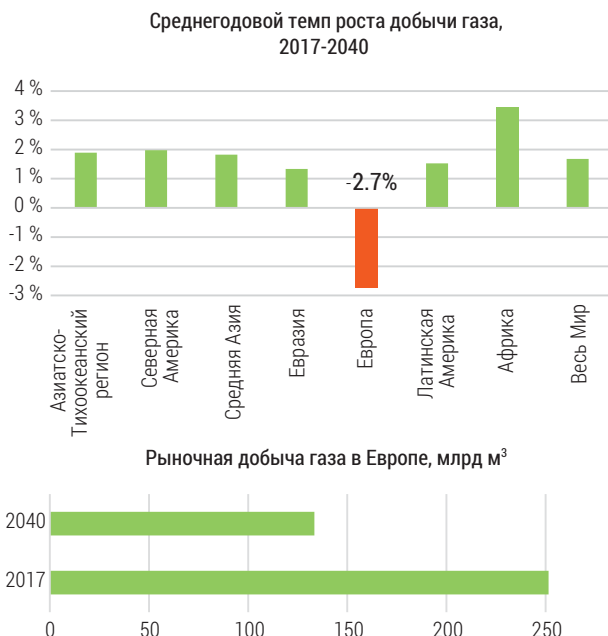
В отличие от прогноза спроса на газ, добыча природного газа в регионе не является многообещающей. Европа – единственный регион среди всех с перспективами снижения добычи природного газа.

Прогнозируется, что общий объем добычи газа в Европе к 2040 году останется на отметке около 130 млрд м³, что составляет менее половины объема добычи в 2010 году. Исторические тенденции в области добычи газа за последние семь лет также были нисходящими, причем большинство производителей газа в Европе наблюдали снижение за этот период. Норвегия является исключением, отмечая положительный годовой рост более чем на 2,2% за этот период.

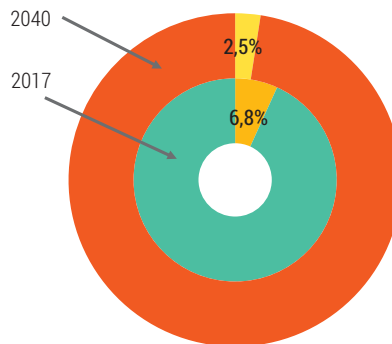
По прогнозам, доля Европы в мировом производстве природного газа сократится до 2,5% по сравнению с нынешней долей, которая составляет чуть менее 7% (см. «К 2040 году добыча газа в Европе сократится почти вдвое»).

Ожидается, что почти все производители газа в регионе увидят сокращение добычи газа в течение прогнозируемого периода. Наибольшее падение произойдет в Норвегии, которая ответственна за более половины добываемого в Европе газа, и в течение прогнозируемого периода добыча снизится на 50 млрд м³, что является значительным изменением. Тем не менее Норвегия останется крупнейшим производителем газа в Европе, на долю которой будет приходиться чуть большая доля в общем объеме добычи газа в Европе. Нидерланды, где к 2040 году добыча сократится примерно на 35 млрд м³, также внесут свой вклад в общую негативную тенденцию добычи газа в Европе (см. «В 2040 году около 77% европейского газа будет импортировано»).

НЕУТЕШИТЕЛЬНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ ГАЗА В ЕВРОПЕ 2017-2040 гг.



Доля Европы в мировой добыче природного газа



Источник: ФСЕГ

Прогнозируется, что общий объем добычи газа в Европе к 2040 году останется на отметке около 130 млрд куб. м, что составляет менее половины объема добычи в 2010 году

В результате падения внутреннего производства, а также стремления перейти от угля к более чистым решениям в области производства электроэнергии, среди которых газ, возможно, является самым дешевым и безопасным, общий объем импорта газа в Европу к 2040 году может составить более 430 млрд м³ (потребность в дополнительном импорте газа в Европе может достичь 150 млрд м³ в 2040 году).

С появлением большого количества новых трубопроводных мощностей в проекте до 2025 года и немалого количества мощностей по регазификации в Европе также продолжается трансформация рынка, включая создание новых газовых узлов и регулирование конкуренции. Модернизация европейской газопроводной инфраструктуры позволит рынкам стать более интегрированными.

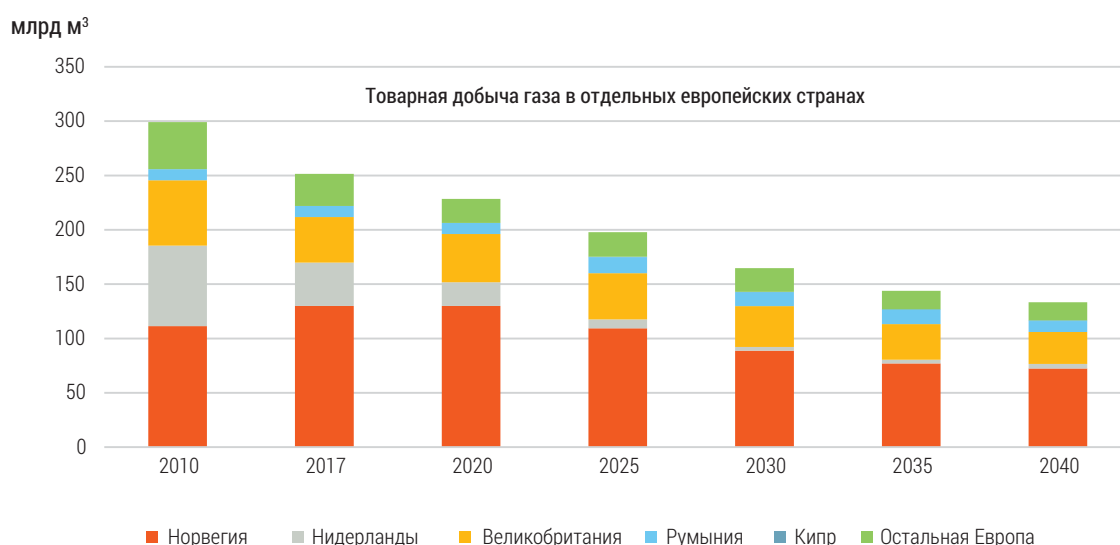
Мы внимательно следим за тенденциями европейского энергетического рынка. Страны-члены ФСЭГ продемонстрировали, что они могут работать в соответствии с новыми реалиями европейского рынка, и я уверен, что мы будем продолжать применять лучшие модели, доступные для газового бизнеса («В 2040 году 80% европейского

потребления газа будет обеспечиваться странами ФСЭГ»).

Страны ФСЭГ исторически играли важную роль в поставках газа в Европу. Предполагается, что эта роль будет весьма перспективной до 2040 года, поскольку ожидается, что все экспортеры ФСЭГ в Европу сохранят свой уровень производства и смогут играть важную роль в поставках газа в Европу. Более трех четвертей спроса на газ в Европе в настоящее время удовлетворяется за счет поставок ФСЭГ, которые включают в себя экспорт из-за пределов Европы, из таких стран, как Россия, Алжир, Катар, Нигерия, Ливия и другие, а также европейский производитель – член ФСЭГ – Норвегия. Согласно последним результатам нашего моделирования, доля поставок газа ФСЭГ европейским потребителям увеличится еще больше – до 80% к 2040 году.

Недавно мы стали свидетелями принятия мер и политики в Европе, которые могут поддержать проникновение на рынок более чистых источников энергии, таких как возобновляемые источники энергии и природный газ. Эти меры включают решения о поэтапном отказе от угля во многих европейских странах; усиление норм выбросов для различных энергопотребляющих секторов; принятие реформ системы торговли квотами на выбросы парниковых газов (EU ETS), особенно для этапа IV, регулирующего рынки углерода на период после 2020 года. Однако, несмотря на эти позитивные меры, мы видим некоторые важные проблемы, которые необходимо преодолеть, чтобы позволить природному газу играть свою роль в европейском переходе к менее углеродоемким энергетическим системам при достижении конкурентоспособности и надежности поставок. Среди этих проблем – процесс газовых реформ и та неопределенность, которую этот процесс принес

К 2040 ГОДУ ДОБЫЧА ГАЗА В ЕВРОПЕ СОКРАТИТСЯ ПОЧТИ ВДВОЕ



Источник: ФСЕГ

в результате окончательной конфигурации газового рынка ЕС. Мы считаем, что принимая во внимание специфику газовой отрасли, которая требует разработки соответствующего и справедливого подхода к распределению рисков для газовых сделок, полностью либерализованный рынок в Европе, которому сопутствуют неясные рыночные правила, способствует увеличению волатильности и влияет на стабильность поставок. В частности, применение правил ЕС к трубопроводам третьих стран добавляет новую сложность для поставок природного газа и может препятствовать строительству новых трубопроводов. Поскольку эти правила применяются только к поставкам по трубопроводам, а не к СПГ, это может повлиять на конкурентоспособность трубопроводов, что несправедливо по отношению к принципу конкуренции, поддерживаемому Европой.

Мы также видим преобладание национального выбора и приоритетов, которые влияют на возможность считывать и наглядность реализации энергетической политики ЕС в разных государствах-членах. Действительно, необходимо улучшить прозрачность принятых политических решений по ряду вопросов, включая роль угля и ядерной энергии в будущих энергетических конфигурациях государств-членов ЕС, а также разработку схем поддержки возобновляемых источников энергии.

Кроме того, в Европе мы наблюдаем ориентацию на поддержку дорогостоящих вариантов декарбонизации энергетических систем, таких как периодически работоспособные возобновляемые источники энергии и электромобили. Надежная энергетическая система не может полностью полагаться на периодически работоспособные возобновляемые источники энергии, и электрические транспортные средства, как оказалось, имеют некоторые экономические

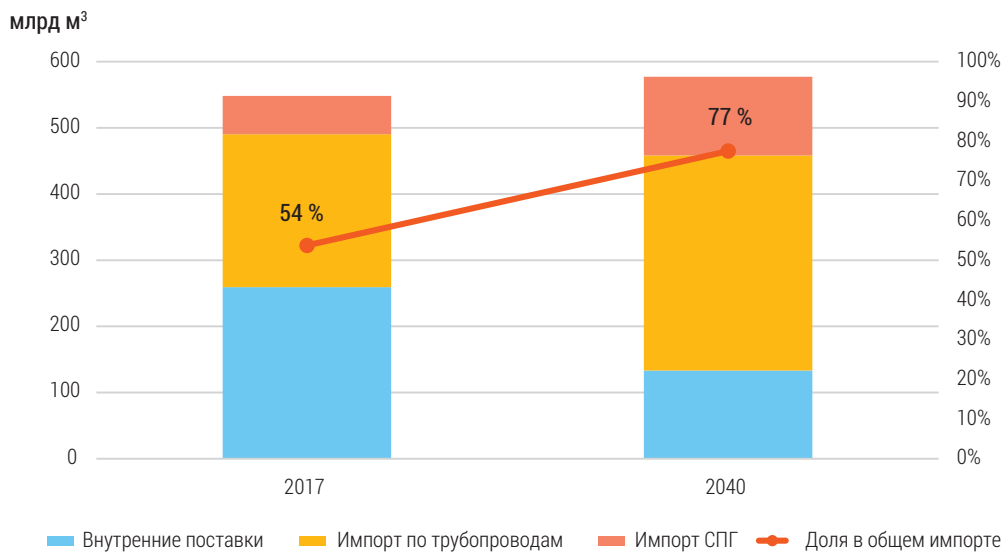
и технические недостатки, которые не позволяют им быть единственным решением проблемы с передвижением в будущем. Помимо этих вариантов, природный газ как доступное, чистое и обильное топливо может быть устойчивым и менее дорогостоящим решением для поддержки перехода Европы на низкоуглеродные энергетические системы, особенно в сфере электроэнергетики, отопления и транспорта.

По прогнозам, доля Европы в мировом производстве природного газа сократится до 2,5% по сравнению с нынешней долей, которая составляет чуть менее 7%

Природный газ обеспечивает немедленное снижение выбросов углерода и загрязнений при замене более углеродоемких видов топлива, в частности угля. Это также может быть жизнеспособным решением для транспортного сектора, включая газовое топливо для легких и тяжелых транспортных средств, а также для бункеровки. Существует также долгосрочная возможность для метана-водорода значительно сократить выбросы углерода.

Учитывая все экономические, технические и экологические преимущества природного газа, крайне важно развивать плодотворный диалог между различными участниками, включая производителей и потребителей газа, во избежание недопонимания и принятия односторонних подходов, которые могут негативно повлиять на устойчивое развитие, включая его экономические, социальные и экологические аспекты.

В 2040 ГОДУ ОКОЛО 77% ЕВРОПЕЙСКОГО ГАЗА БУДЕТ ИМПОРТИРОВАНО



Источник: ФСЕГ

В 2040 ГОДУ 80% ЕВРОПЕЙСКОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА БУДЕТ ОБЕСПЕЧИВАТЬСЯ СТРАНАМИ ФСЭГ



Источник: ФСЕГ

ПРОБЛЕМЫ ПОЛИТИКИ ЕС И ВЗГЛЯДЫ ПОСТАВЩИКОВ ГАЗА



Источник: ФСЕГ

Надежная энергетическая система не может полностью полагаться на периодически работоспособные возобновляемые источники энергии, и электрические транспортные средства, как оказалось, имеют некоторые экономические и технические недостатки, которые не позволяют им быть единственным решением проблемы с передвижением в будущем

Мы призываем поддержать рынок газа, свободный от политически мотивированных ограничений и односторонних санкций. Поскольку геополитическая напряженность остается повышенной, мы твердо выступаем за то, чтобы Организация Объединенных Наций была единственной организацией, уполномоченной вводить ограничительные меры в отношении отдельной страны, и чтобы все усилия по оказанию санкционного давления без соответствующих полномочий были объявлены контрпродуктивными и незаконными. Экстерриториальное применение законов и норматив-

ных актов, а также санкции, наложенные на основных игроков на энергетических рынках, ослабляют инвестиции газовой промышленности в новые источники поставок, негативно влияют на стабильность газового рынка и создают определенные риски для энергетической безопасности как в странах-производителях, так и в странах-потребителях.

Только глобальная система, построенная на сбалансированных долгосрочных взаимных интересах производителей и потребителей газа, может гарантировать стабильную эволюцию газового сектора и способствовать устойчивому развитию. Мы считаем, что в этих условиях возрастает ответственность Форума – равно как и ответственность стран-членов – за дальнейший диалог по вопросам, касающимся эффективных механизмов энергетической безопасности и долгосрочной стабильности поставок газа.

Миссия и приоритетные задачи ФСЕГ сосредоточены на развитии сотрудничества и диалога между производителями, между производителями и потребителями, между правительствами и энергетическими отраслями, и я хотел бы предложить всем заинтересованным сторонам продолжить позитивный диалог для налаживания межправительственных и междисциплинарных мостов к устойчивому будущему. Мы надеемся, что этот многосторонний диалог поможет улучшить общее понимание энергетической политики, чтобы раскрыть весь потенциал природного газа в качестве топлива выбора. **А**



Водород: возможности прорыва или новый вызов?

РОСТИСЛАВ ЛУКОВ
Независимый эксперт

Рост населения и технический прогресс привели к возросшему спросу на все виды энергии в мире. Конкуренция между различными видами энергии из года в год только усиливается. Кажется, что весь мир только и занят поиском альтернатив традиционным невозобновляемым энергоресурсам. Однако, по сравнению с технологическими прорывами XIX и XX веков, спрос на новые технологии в XXI веке во многом продиктован соображениями экологии, а также диверсификацией видов и источников энергоносителей. Одним из таких видов является водород. В отличие от низкоуглеродного природного газа, водород сам по себе является безуглеродным источником энергии. Переход к импорту водорода вместо или вместе с природным газом может стать энергетическим прорывом для России и других стран-экспортеров природного газа. Водород может стать и причиной сокращения импорта российского газа, если Европа перейдет на новые источники и технологии водородной энергетики без участия России. Примет ли Россия этот новый вызов и сможет ли реализовать эту возможность, улучшив энергетическую политику в отношениях с Европой?

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Очередной этап поиска альтернатив углеродосодержащим энергоносителям в самом разгаре. Более 50 экономик мира взяли курс на развитие энергоносителей альтернативных природному газу, углю и нефтепродуктам, невозобновляемым ресурсам. Успешно внедряются технологии, использующие биотопливо и высокые аккумуляторы электроэнергии. Развитые страны давно и активно изучают возможности использования водорода в качестве альтернативного топлива.

Интерес, поддерживаемый финансированием соответствующих проектов, проявляют как правительства стран, так и крупные потребители ископаемого топлива, а также частные и государственные фонды. Спрос на подобного рода разработки обусловлен, прежде всего, растущими требованиями к современным энергоносителям. Среди новых качеств, которыми не обладают ископаемые энергоносители, стоит в первую очередь выделить возобновляемость и отсутствие вредных выбросов при использовании, в том числе, CO_2 , а также возможность быстрой и эффективной конверсии топлива в электричество. Предъявляемые высокие требования будут значительно влиять как на традиционный рынок ископаемых ресурсов, так и на зарождающиеся рынки новых энергоносителей и сырья для их производства.

Использование водорода в качестве энергоносителя в данном контексте представляется очередным этапом на пути к непосредственному использованию электроэнергии в тех сферах, где это нерентабельно. В конечном итоге едва ли найдется наилучшая альтернатива электричеству на замену углеводородов во всех сферах, где это возможно, и в первую очередь на транспорте.

Полная замена энергоносителей электроэнергией представляется идеей очень заманчивой, но на данном этапе слишком дорогостоящей. Причины – сравнительно высокая стоимость электроэнергии и высокая стоимость современных аккумуляторов. Собственно поэтому перспективным энергоносителем на ближайшие десятилетия может стать именно водород.

Многие страны уже приступили к осуществлению проектов по внедрению водорода в отопительной и транспортной сферах экономики. Наиболее амбициозные проекты реализуются в США, ЕС, Великобритании, Японии, Южной Корее.

ПРОЕКТЫ НА ВОДОРОДЕ

Технологии, потребляющие водород, уже существуют и активно применяются.

Начиная с 2017 года Европейский проект JIVE (Joint Initiative for hydrogen Vehicles across Europe) предполагает запуск 139 новых автобусов и инфраструктуру заправочных в пяти странах в качестве пилотного проекта безэмиссионного транспорта на водородных топливных элементах. Консорциум проекта состоит из 22 участников из 10 стран. Второй проект JIVE2 имеет целью вывести на дороги 300 автобусов на водороде в 20 городах

в Дании, Франции, Германии, Исландии, Италии, Латвии, Норвегии, Швеции и Нидерландах. Оба этих проекта получили в общем около 212 млн евро через различные гранты и программы поддержки исследований Европейского союза. Целями обоих проектов являются развитие потенциала коммерческого использования автобусов на водородных топливных элементах в Европе, оценка работ инфраструктуры водородных заправочных станций, и другие показатели эффективности применения водорода на транспорте. Эффект масштаба для производителей компонентов может составить более 30% по сравнению с единичным производством такого автобуса на водородных топливных элементах.

Переход к импорту водорода вместо и вместе с природным газом может стать энергетическим прорывом для России

В мае 2018 года правительство Великобритании учредило фонд в размере 20 млн фунтов стерлингов, целью которого является снижение затрат на производство водорода или, по крайней мере, повышение потенциала сокращения выбросов. План H21, который проводится британскими операторами газовых сетей Cadent и Northern Gas Networks, а также норвежским государственным энергетическим гигантом CCS Equinor, подразумевает строительство завода по производству водорода и перестройку части существующей газораспределительной городской инфраструктуры для замены газового отопления в домах на водородное.

Проект предполагает получение водорода паровой конверсией метана с последующим складированием образующейся углекислоты. В качестве сроков газификации на данный момент фигурирует 2034 год. К этому сроку проект предположительно охватит 3,7 млн домохозяйств и 40 тыс. предприятий. Авторы доклада H21 отмечают, что «замена энергоносителя повлечет рост стоимости отопления в размере порядка 7%, который будет, вероятно, компенсирован ростом эффективности».

Правительство Великобритании также хочет, чтобы в рамках обязательств по удалению устаревшего дизельного подвижного состава к 2040 году на рельсы встали водородные поезда. В качестве первого шага в этом направлении французский производитель поездов Alstom, который испытывает водородные поезда в Германии, должен добавить водородные топливные баки и топливные элементы для некоторых существующих электропоездов.

Ведущие европейские, американские и японские автопроизводители уже не только представили прототипы автомобилей на водородном двигателе, но и выпустили их в серийное производство. Данный шаг на практике показывает как техническую возможность реализации, так и экономическую целесообразность подобных проектов,



а также наличие ограниченного спроса уже сейчас на этот вид экологически чистого топлива.

Спрос на водород в настоящее время сильно сдерживает отсутствие развитой инфраструктуры. Это касается как отсутствия достаточного количества автозаправок, так и отсутствия соответствующих газотранспортной и газораспределительной сетей. Помимо этого, на данном этапе нет источников достаточно дешевого водорода, способных обеспечить достаточный объем поставок газа.

ЗАМКНУТЫЙ КРУГ

Для того чтобы капитальные затраты на производство водорода окупались, необходим значительный эффект масштаба и большой спрос на водород. Для создания подобного спроса необходима удобная инфраструктура, доступная потребителям, которая требует значительных капитальных затрат. Очевидно, что совместные усилия со стороны правительств и крупных потенциальных потребителей постепенно размыкают этот круг, превращая его в спираль, которая уже набирает обороты.

В плане конкурентоспособности Россия, как ни одна другая страна, обладает технологиями и потенциалом по производству наиболее дешевого электричества на ГЭС и АЭС. Постепенная замена других энергоносителей на водород, очевидно, могла бы изменить рынок энергоносителей со стороны предложения до неузнаваемости.

Большим преимуществом водорода является то, что, имея в распоряжении промышленную технологию производства, водород может быть произведен из воды при помощи электричества (при наличии сравнительно дешевой электроэнергии) либо из природного газа (при условии соответствующей утилизации углерода).

В России долгие годы ведутся научные разработки по самым разным направлениям, связанным с технологией использования водорода. Однако коммерческого применения эти разработки не находят, не в последнюю очередь по причине отсутствия понимания и поддержки со стороны государства.

О ПРЕИМУЩЕСТВАХ ВОДОРОДА

А так ли уж оправдано использование водорода в качестве энергоносителя? Действительно, удельная теплота сгорания водорода заметно выше, чем у используемых традиционных видов топлива. На настоящий момент существует как минимум два способа извлечения энергии из реакции окисления водорода. Помимо традиционного сжигания, водород может быть окислен в топливной ячейке и энергия преобразована непосредственно в электричество. При этом удельная теплота сгорания водорода значительно выше, чем у углеводородов. Для сравнения: теплота сгорания для водорода составляет 120 МДж/кг, метана 50 МДж/кг. Для бензина и дизельного топлива теплота сгорания составляет 44 и 43 МДж/кг, соответственно.



Помимо высокой удельной теплоты сгорания у водорода как энергоносителя есть один существенный фундаментальный недостаток. Температура кипения жидкого водорода $20,28^{\circ}\text{K}$ ($-252,87^{\circ}\text{C}$), тройная точка водорода $13,8^{\circ}\text{K}$ ($-259,3^{\circ}\text{C}$). Иными словами, водород при хранении (например в баке автомобиля) будет кипеть до тех пор, пока не перейдет в газовую фазу, независимо от создаваемого давления, и хранить его в жидком состоянии весьма затратно. Так, например, современные баки автомобилей, заправляемые жидким водородом, постепенно его стравливают во избежание взрыва.

Развитые страны давно и активно изучают возможности использования водорода в качестве альтернативного топлива

В отличие от фиксированной емкости современных электроаккумуляторов, емкость водородного аккумулятора определяется количеством запасенного газа, энергоемкость которого может значительно превышать таковую существующих аккумуляторов. В случае успеха разработки технологии водородных электрогенераторов водород может быть использован как энергоноситель в аккумуляторах, например, при суточных и сезонных спадах электропотребления.

ПРОИЗВОДСТВО ВОДОРОДА

Водород является востребованным химическим сырьем для различных областей нефтехимии, производства аммиака, пищевой промышленности, газосварки, химического синтеза, ракетного топлива и некоторых других областей. Структура производства и потребления водорода в настоящее время сильно отличается в различных странах. Водород не является биржевым товаром, и цены на него значительно разнятся в разных регионах мира.

Наиболее дешевый промышленный метод получения водорода заключается в конверсии метана. Как видно из названия, исходным сырьем здесь является сухой очищенный природный газ. Хотя в процессе и получается углекислый газ, есть возможность его отделить и складировать, не выбрасывая в атмосферу. Именно этот метод получения водорода и может быть использован в качестве основного в ближайшее время. При этом метан не является ни возобновляемым источником водорода, ни нейтральным по отношению к выбросу CO_2 в полном понимании.

Масштабное производство электролитического «зеленого» водорода требует большого количества электроэнергии, что, очевидно, будет способствовать росту спроса на электричество и его дешевые источники.

У России имеются необходимый ресурс и технологии производства сравнительно дешевой электроэнергии для получения водорода путем конверсии метана. Себе-

стоимость водорода при его производстве в масштабах, сравнимых с добычей газа и производством бензина в качестве энергоносителя, требует максимального сокращения, прежде всего, операционных расходов производства и надежного источника исходного сырья.

Полностью этим требованиям соответствует производство водорода из воды в процессе электролиза. Сжигание водорода, полученного электролизом, – процесс нейтральный не только по отношению к выбросу CO₂, но также по отношению к выбросу энергии (выбрасываемая при сгорании водорода тепловая энергия компенсирует энергию, затраченную в ходе электролиза) и поглощению кислорода (кислород, выгорающий при сжигании водорода, высвобождается практически в том же количестве в ходе электролиза). Получаемый в качестве побочного продукта кислород может как находить коммерческое применение, так и быть выброшен в атмосферу без вреда для экологии.

В настоящее время эффективность электролиза составляет 70–80% и в перспективе может вырасти до 94%. При теоретической эффективности 100% потребление электроэнергии составляет 39,4 кВт*ч на килограмм водорода.

У России имеются необходимый ресурс и технологии производства сравнительно дешевой электроэнергии для получения водорода путем конверсии метана

Использование электролитического водорода вместо природного газа не будет выгоднее, чем использование электричества для обогрева, а использование водорода, получаемого пиролизом углеводородов, не будет дешевле отопления с непосредственным использованием углеводородов. Разница в стоимости на настоящий момент оправдывается экологическими соображениями, а не рыночными инструментами.

В настоящее время водород на автозаправках продается в килограммах, а не в литрах или галлонах, и в Великобритании цены на него варьируются от 10 до 15 фунтов стерлингов за килограмм. Бак современной машины вмещает примерно 5 кг, полная заправка водородом будет стоить от 50 до 75 фунтов стерлингов, и перемещение на одно и то же расстояние на автомобиле с водородным двигателем обойдется дороже, чем с двигателем внутреннего сгорания.

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ ЕВРОПЫ

Европейская цель по сокращению эмиссии парниковых газов составляет 40% к 2030 году и от 80 до 100% к 2050-му. Декарбонизация водородом позволит сократить размер субсидии европейских стран, выделяемой на возобновляемые источники энергии, а это только в Германии величина порядка 20 млрд евро в год.

По данным консалтинговой компании Thinkstep, в природный газ, поставляемый по трубам, можно подмешивать до 20% водорода без внесения значительных изменений в газораспределительную и газотранспортную инфраструктуру. Модификация газотранспортной системы для такого газа не требуется. Но до последнего времени экспортные поставки водорода были ничтожно малы. Это было связано как с низкой востребованностью за рубежом, так и с отсутствием логистических решений для крупных поставок.

Российский «Газпром» может и должен сыграть важную роль в декарбонизации поставляемого из России газа. Очевидно, российские газовые активы продолжают оставаться незаменимыми еще долгое время, ведь на первом этапе «гидрирования» мировой экономики водород планируется получать из природного газа. Главный вопрос в наличии эффективных и надежных технологий производства и транспортировки водорода, а также в том, в каком месте метан будет конвертирован в водород, сколько это будет стоить и у кого останется добавленная стоимость.

Таким образом, с точки зрения низкоуглеродного развития Европы, роль водорода в традиционной системе импорта природного газа в ЕС может стать крайне важной. Совместные проекты России и ЕС по поиску новых ниш и технологий применения водорода и природного газа – поле для развития международного сотрудничества и снижения политической напряженности вокруг энергетической темы в целом.

Как было справедливо заявлено на состоявшейся в мае этого года в Берлине Международной конференции «Перспективы энергетического сотрудничества Россия – ЕС, газовый аспект», поиск новых ниш и технологий применения газа в новой энергетике – это поле для развития международного сотрудничества и снижения политической напряженности вокруг энергетической темы.

МИРОВОЙ РЫНОК ВОДОРОДА

По данным Международного энергетического агентства в мире производится и потребляется 55 млн тонн водорода в год. По мнению ряда консалтинговых организаций, ежегодное потребление водорода вырастет на 8 млн тонн к 2030 году и на 35 млн тонн к 2040 году. В то же время объем мирового рынка водорода в денежном выражении в 2018 году достиг \$135 млрд США. По разным экспертным оценкам, в краткосрочной перспективе мировой рынок водорода будет расти в среднем на 8% ежегодно и достигнет отметки \$199 млрд в 2023 году.

Рынок водорода будет увеличиваться под воздействием различных факторов, и один из них – проводимая мировым сообществом политика в области окружающей среды, направленная на уменьшение количества выбросов вредных веществ и предотвращение изменения климата.

В этом контексте водород обладает неоспоримыми экологическими преимуществами. Драйверами спроса будут рынки водородного автотранспорта в США, ЕС,

Китае и Японии и нефтегазоперерабатывающая промышленность в ряде регионов, использующая водород в производственных процессах. Другим важным фактором становится опережающее развитие технологий производства, хранения, транспортировки и использования водорода. Тем не менее возрастающие инвестиции в аккумуляторные технологии и обеспокоенность по поводу безопасности производства водорода могут сдерживать развитие рынка водорода в среднесрочной перспективе.

Замещение углерода всего 10% водорода в газовой трубе приведет к снижению выбросов в атмосферу до нуля по всей цепочке

Вероятно, Азиатско-Тихоокеанский регион будет основным регионом развития мирового рынка водорода в период до 2024 года благодаря растущему использованию водорода в нефтегазопереработке в Китае и Индии и расширению водородного транспорта в Японии и Южной Корее. Во многом определяющими для развития водородной индустрии станут именно ближайшие годы. Хотя вряд ли за три-пять лет состоится водородная революция, как совсем недавно произошла сланцевая революция, однако уже в ближайшие годы могут быть заложены основы для осуществления перехода на водород в будущем. Индустрия нуждается, прежде всего, в снижении издержек и себестоимости.

И В ЗАВЕРШЕНИЕ

Формирование рынка водорода как нового энергоносителя в настоящее время находится в зачаточном

состоянии, однако, вне всяких сомнений, его перспективы очень велики и уже реализуются. Дальнейшее развитие будет зависеть, прежде всего, от совершенствования законодательной базы, поощряющей использование экологически чистого топлива в развитых странах и регулирующей эмиссию углекислого газа. Второй фактор – развитие технологий, снижающих стоимость производства водорода, третий – развитие логистической инфраструктуры. Четвертый фактор – повышение эффективности использования водорода и расширение сфер применимости водородных технологий.

В настоящее время использование водорода при помощи существующих возможностей технологически осуществимо, но пока нерентабельно с чисто экономической точки зрения. Несмотря на это, крупные потребители и производители двигателей уже делают ставку на водород потому, что правительства поддерживают их усилия, а в перспективе могут перейти с поощрения новых технологий на ограничение устаревающих технологий по экологическим соображениям.

Ведущие корпорации уже давно разрабатывали водородные технологии, не имея четкого представления об их конкурентоспособности. Очевидно, что оказаться в рядах догоняющих – незавидная перспектива. Следующее слово в продвижении водородных технологий будет за компаниями, способными обеспечить оптимизацию производства, строительства и поставку конкурентоспособного водорода потребителям.

Правительства ведущих стран ЕС, США, Японии, Республики Корея прикладывают совместные с частными компаниями усилия с тем пониманием, что рынок водорода может быть полностью сформирован уже через 10–20 лет, однако вопрос о лидерстве в отрасли решается уже сейчас. Станет ли Россия важным партнером в декарбонизации Европы и становлении глобальной водородной энергетики или продолжит плыть по течению, продавая во все больших объемах свои невозобновляемые ресурсы? ❗



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



Тило Виланд:

С появлением Wintershall Dea открывается новая глава в сотрудничестве между Германией и Россией

В начале мая немецкая нефтегазовая компания Wintershall (входит в концерн BASF) завершила слияние с DEA Deutsche Erdoel AG, подконтрольной группе LetterOne Михаила Фридмана и Германа Хана. Сразу после обнародования этого события глава объединенной компании Марио Мерен заявил о рождении европейского нефтегазового «чемпиона» с активами в 13 странах мира, общей добычей 590 тыс. баррелей в сутки (компания планирует увеличить объем среднесуточной добычи до 750–800 тыс. баррелей в период с 2021-го по 2023 год) и обеспеченностью запасами на 11 лет. Являясь основным и многолетним партнером «Газпрома» в Европе, сегодня Wintershall Dea открывает новую главу в истории сотрудничества между Россией и Германией. О новых перспективах, планах и общеевропейской газовой риторике в интервью главному редактору журнала «Нефтегазовая Вертикаль» Ирине Кезик рассказал ответственный за Россию, член правления компании Wintershall Dea ТИЛО ВИЛАНД.



Ред.: Во-первых, примите поздравления уже с официальным рождением нефтегазового «европейского чемпиона» – компании Wintershall Dea. Что в связи с этим может измениться для партнерских отношений с Россией, с «Газпромом»?

Т. В.: Всё самое главное, что связывает Wintershall Dea с Россией, остается неизменным: это по-прежнему наш ключевой регион, в России сосредоточены самые значительные запасы энергоресурсов в портфеле объединенной компании, на российский рынок приходится самая высокая доля добычи углеводородов. Речь, прежде всего, идет о природном газе, который мы добываем в Западной Сибири с «Газпромом». Это наш ключевой партнер в России, и мы уверены, что новая компания станет для «Газпрома» и для российского газа в целом еще более мощным и технологически сильным союзником. Все проекты продолжают реализовываться в рамках принятых обязательств и действующих договоренностей. Слияние открывает перед нами новые возможности, которые мы хотим привести как в наши совместные проекты с «Газпромом», так и в нашу деятельность в России в целом.

Ред.: Намерены ли вы расширять партнерские отношения с российскими компаниями, вслед за «Газпромом» и ЛУКОЙЛом, к примеру, с «Роснефтью», у ко-

торой есть переработка в Германии и опыт общения с сегодняшними акционерами LetterOne?

Т. В.: Пока мы планируем развивать уже намеченные проекты с нашими действующими партнерами. Наше совместное с «Газпромом» предприятие «Ачим Девелопмент» сейчас активно работает над подготовкой запуска четвертого и пятого участков ачимовских отложений. «Ачим Девелопмент» должен стать одним из крупнейших проектов по освоению труднодоступных запасов газа в России. Еще мы уже некоторое время находимся в диалоге с «Газпром нефтью» по темам, связанным с технологиями, наукой и цифровизацией. На юге России мы успешно сотрудничаем с РИТЭКом, дочерней компанией ЛУКОЙЛа, в рамках совместного предприятия «Волгодеминойл», которое ведет добычу нефти и природного газа на 11 месторождениях в Волгоградской области. Компания проводит интенсивные геологоразведочные работы, направленные на обнаружение новых залежей. В августе прошлого года предприятие добыло 10-миллионную тонну нефти.

Ред.: Говоря о разработке участков 4А и 5А ачимовских отложений Уренгойского месторождения, а также туронских залежей Южно-Русского месторождения, каких результатов вы ждете в операционном смысле и финансовом?

Т. В.: Ачимовские участки – наиболее перспективные сегодня залежи конденсатосодержащего газа: запасы четвертого и пятого блоков составляют 274 млрд кубометров газа и 74 млн тонн конденсата. С выходом на проектную мощность мы планируем ежегодно добывать здесь около 15,5 млрд кубометров природного газа. Сейчас на участках полным ходом идет строительство: возводятся производственные объекты и необходимая инфраструктура. На эти цели выделено порядка 2 млрд евро. На первом этапе будет пробурено 40 операционных скважин, на втором – 108.

На Южно-Русском месторождении мы ведем опытно-промышленную разработку турона. На сегодняшний день в рамках тестовой фазы проекта из нескольких опытных скважин было добыто более 650 млн кубометров туронского газа. С 2020 года мы планируем начать полномасштабную разработку туронских отложений. Таким образом, Wintershall Dea остается главным иностранным партнером «Газпрома» по освоению труднодоступных запасов газа в России.

Ред.: Будем ли мы в ближайшее время наблюдать какие-либо изменения в правлении компании? Вы по-прежнему будете занимать свой пост?

Т. В.: Топ-менеджеры, которые отвечают за Россию, сохраняют свои позиции в объединенной компании. Я вхожу в новый состав правления, в зоне моей ответ-

ственности – геологоразведка и добыча в России и Латинской Америке, а также газотранспортные проекты. Руководить объединенной компанией будет Марио Мерен, хорошо знакомый нашим партнерам в России. Наше российское представительство продолжит возглавлять Торстен Мури. Таким образом, преемственность в реализации ключевых решений по всему нашему российскому направлению сохранится. В новый состав правления также вошли Мария Мореус Ханссен, которая в качестве заместителя председателя правления и главного исполнительного директора отвечает за бизнес в Европе, на Ближнем Востоке и в Северной Африке, а также Хуго Дийкграаф, технический директор, и Пол Смит, финансовый директор.

Ред.: Какие бонусы каждая из компаний увидела в слиянии?

Во-первых, мы хорошо знаем друг друга: общая история Wintershall и DEA насчитывает 245 лет. Мы неоднократно сотрудничали в рамках совместных проектов – например, на крупнейшем нефтяном месторождении Германии Миттельплате. Вместе мы станем еще более значимым партнером для других нефтяных и газовых концернов, сохраняя и приумножая при этом все преимущества управления, технологий и инженерного искусства под брендом «сделано в Германии». Наш портфель активов хорошо сбалансирован регионально и операционно. Он сфоку-



сирован преимущественно на добычу природного газа, доля которого в портфеле Wintershall Dea составляет 70%. Ввиду растущего спроса на газ в мире и в Европе в частности – это положительный момент. Для достижения целей по защите климата Европе понадобятся еще большие объемы газа.

Ред.: Когда можно будет увидеть обновленный логотип компании? Синий и желтый цвет в нем сохранятся?

Т. В.: Вместе с завершением процесса слияния мы представили и новый бренд Wintershall Dea. Он обыгрывает комбинацию начальных букв названий двух компаний. Однако за новым логотипом стоит нечто большее, чем просто объединение инициалов Wintershall и DEA. Графически он напоминает волны, что достаточно символично и отсылает нас к разным аспектам геологоразведки и добычи: это и сейсмографика, и топографические обозначения, и районы добычи. В логотипе новой компании будет доминировать темно-синий цвет – как еще один символ единства и преемственности брендов компаний Wintershall и DEA. Одновременно с этим, по крайней мере на мой взгляд, синий цвет ассоциируется с газом, и именно газу наша компания в будущем будет уделять особое внимание.

Ред.: Когда планируется обнародовать стратегию Wintershall Dea? На что намерена сделать ставку объединенная компания? Определена ли дивидендная политика?

Т. В.: Дивидендная политика будет определена перед выходом на IPO – тогда же будет представлена и стратегия компании. Одно можно сказать с уверенностью: Wintershall Dea сможет предложить инвесторам устойчивый рост бизнеса. Наш портфель активов позволит нам расти на 6–8% в год.

Ред.: Какой объем инвестиций запланирован в среднесрочной перспективе в целом и в российские проекты в частности?

Т. В.: Мы намерены инвестировать примерно от 1,5 млрд до 2,5 млрд евро в год – столько необходимо, чтобы добиться запланированного роста. Большая часть инвестиций в ближайшие три-пять лет придется на Россию и Норвегию. В России это в первую очередь разработка участков 4А и 5А ачимовских отложений Уренгойского месторождения, а также туронских залежей Южно-Русского месторождения.

Ред.: После завершения слияния следующим этапом станет IPO? Какова капитализация компании сейчас? Какая доля будет продаваться? Выбраны ли банки-андеррайтеры и площадка?

Т. В.: Да, действительно, во втором полугодии 2020 года мы планируем выйти на IPO. Решение о доле размещения будут принимать акционеры, оно будет зависеть от рыночных условий во время IPO. Все дальнейшие детали станут известны перед размещением.



Ред.: Сегодня государство в принципе поддерживает вашу компанию, если говорить о реализации проекта «Северный поток-2», но есть некоторые аспекты – я сейчас говорю о санкциях, которые порой мешают российско-германским экономическим интересам. Нет ли опасения, что госфонды могут в будущем оказать влияние на политику компании, политику нового «чемпиона»?

Т. В.: Подобные рассуждения носят умозрительный характер. В настоящий момент у компании только два акционера, которые ответственны за стратегию развития бизнеса, предполагающую непрерывный рост и повышение рентабельности.

Ред.: Дания до сих пор не дала разрешения на строительство газопровода «Северный поток-2». С чем вы это связываете?

Т. В.: «Северный поток-2» вызывает много спекуляций в политических кругах в Европе, поэтому нет ничего удивительного в том, что некоторым странам требуется больше времени, чтобы убедиться в его целесообразности. Угрозу реализации проекта это не представляет: у компании-оператора Nord Stream 2 AG есть альтернативы. Если Да-



ния заблокирует прокладку труб в своих территориальных водах, это будет направлено в том числе и против потребителей газа в других странах Европы. Евросоюз нуждается в возможности воспользоваться безопасной, прямой и эффективной транспортной инфраструктурой, поэтому мы рассчитываем на завершение процесса выдачи разрешений для «Северного потока-2».

Ред.: Как вы оцениваете потенциал российского СПГ на европейском рынке?

Т. В.: Мы не эксперты рынка СПГ. Мы делаем ставку на трубопроводные проекты вроде «Северного потока-2» и уверены в их преимуществах для рынка как с экономической точки зрения, так и с точки зрения политики безопасности. СПГ подчиняется простым рыночным механизмам и в зависимости от мировой динамики цен займет свое место на европейском рынке. И российский СПГ будет здесь конкурировать с СПГ других поставщиков.

Ред.: В 2019 году заканчивается действие контракта на транзит газа через Украину. Вы наблюдаете за ситуацией? При том, что российские представители, в том числе и президент Владимир Путин, заявляли о сохранении транзита – вопрос в объеме, видите ли вы риски для энергоснабжения Европы?

Т. В.: Судя по тому, как продвигается обсуждение этого вопроса, стоит ожидать, что транзит через Украину сохранится – разумеется, при соблюдении разумных условий, ведь в конечном итоге за этот транзит платят в том числе

и европейские потребители. Однако за последние пять лет газовый рынок изменился, каналы поставок значительно диверсифицировались, конкуренция усилилась. Чтобы рисков для энергоснабжения не возникало, нужно создавать больше возможностей для поставок газа, поэтому на первом месте должны стоять вопросы строительства новой и улучшения существующей инфраструктуры. В этом отношении, кстати, состояние украинской ГТС вызывает много вопросов, которые до сих пор не были прояснены.

Ред.: С каким «сообщением» в этом году вы идете на ПМЭФ? Каких встреч и переговоров ожидаете?

Являясь многолетним партнером российской нефтегазовой отрасли, мы регулярно участвуем в Петербургском экономическом форуме. Этот год особенный – потому что мы впервые принимаем участие в ПМЭФ как объединенная компания Wintershall Dea. Мы едем в Петербург как крупнейший независимый производитель газа и нефти в Европе – и эта новая компания имеет за плечами серьезную российскую экспертизу.

С появлением Wintershall Dea открывается новая глава в сотрудничестве между Германией и Россией в топливно-энергетической сфере. Одним из крупнейших источников сырья для нового европейского «чемпиона» станет природный газ из России, который Wintershall Dea будет добывать вместе со своими российскими партнерами. Россия остается для нас важнейшим приоритетным регионом, а мы, в свою очередь, подтверждаем свою приверженность сотрудничеству с Россией. 🇷🇺

23 – 28 июня 2019 г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

www.flf-russia.com



FACEBOOK
МЕРОПРИЯТИЕ

FUTURE LEADERS FORUM 2019

6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ
МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

ПЛАТИНОВЫЙ СПОНСОР



ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ



ИННОВАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



СЕРЕБРЯНЫЙ СПОНСОР



СПОНСОРЫ



LEADERSHIP
СПОНСОР



УТС СПОНСОР





Парадоксы демпфера

ТАМАРА САФОНОВА

Исполнительный директор ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора», доцент кафедры международной коммерции ВШКУ РАНХ и ГС при Президенте РФ

Демпфирующая компонента, обратный акциз, предельные цены на нефтепродукты – эти термины в последнее время фигурируют в отечественных СМИ и отраслевых дискуссиях. Но наличие всех этих сложных и запутанных механизмов приводит к тому, что даже специалисты сегодня не могут понять перспективы развития отечественной нефтеперерабатывающей отрасли.

Оценки разные, но они сводятся к тому, что в России действует непрозрачный механизм субсидирования нефтепереработки, отсутствует предсказуемость результатов работы отрасли. «Сигналом бедствия» служат сокращение инвестиций в нефтепереработку, отказ от реализации планов строительства новых НПЗ. Поэтому все чаще звучат мнения о необходимости пересмотра действующей модели налогообложения.

НОВЫЕ МЕХАНИЗМЫ

Для оценки экономической эффективности поставок моторного топлива на внутренний рынок важно оценить ряд параметров (см. «Индекс экспортной альтернативы vs оптовая цена реализации на внутреннем рынке»).

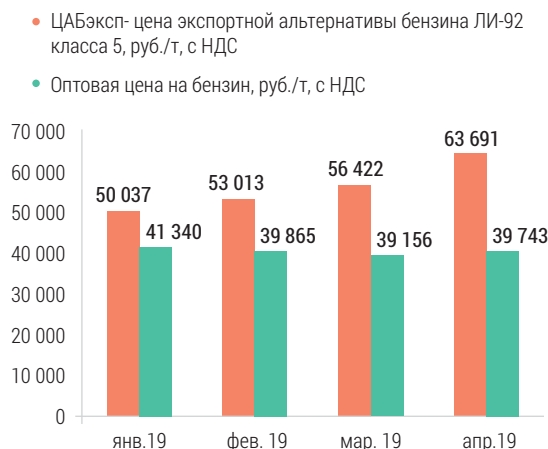
Индекс экспортной альтернативы на бензин АИ-92 менялся от уровня 50037 руб./т в январе 2019 года до 63692 руб./т в апреле 2019-го. Оптовая цена на внутреннем рынке за этот же период снизилась с 41340

до 39743 руб./т. Тем самым стоимость бензина АИ-92 на внутреннем рынке для НПЗ оказалась убыточнее экспортных поставок на величину от 8697 руб./т в январе 2019 года до 23948 руб./т в апреле 2019 года.

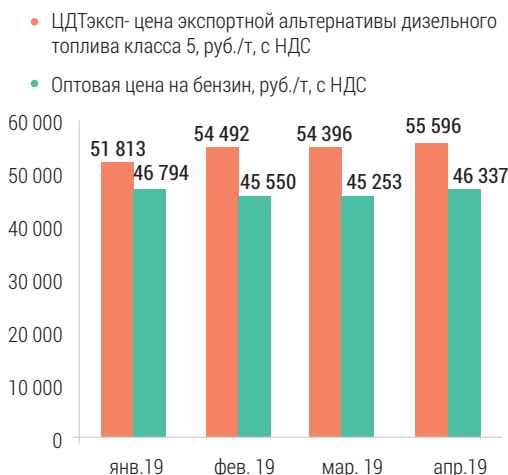
Индекс экспортной альтернативы на дизельное топливо вырос с 51813 руб./т в январе 2019 года до 55596 руб./т в апреле 2019 года. Оптовая цена на внутреннем рынке за этот же период снизилась с 46794 до 46337 руб./т. То есть стоимость дизельного топлива на внутреннем рынке для НПЗ оказалась убыточнее экспортных

ИНДЕКС ЭКСПОРТНОЙ АЛЬТЕРНАТИВЫ VS ОПТОВАЯ ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ

а) по бензину



б) по дизельному топливу



Источник: анализ ООО «НААНС-МЕДИА»

поставок на величину от 5019 руб./т в январе 2019 года до 9259 руб./т в апреле 2019 года.

Такое значимое падение внутренних цен связано с перепроизводством бензина не только в России, но и в Белоруссии и Казахстане на фоне реализации программ модернизации НПЗ. Увеличение норм производства и реализации бензина на 3% в России привело к профициту топлива на внутреннем рынке и снижению внутренних оптовых цен (см. «Средняя оптовая предельная цена...»).

Дифференциал между индексом экспортной альтернативы $\Pi_{\text{АБэксп}}$ и предельным значением $\Pi_{\text{АБвр}}$ на бензин ($\Delta_{\text{АБ}}$) в январе 2019 года оказался отрицательным (-5963 руб./т), в феврале отрицательным (-2987 руб./т), в марте положительным (+422 руб./т), в апреле положительным (+7691 руб./т).

Дифференциал между индексом экспортной альтернативы $\Pi_{\text{ДТэксп}}$ и предельным значением $\Pi_{\text{ДТвр}}$ на дизельное топливо ($\Delta_{\text{ДТ}}$) в январе-апреле 2019 года оказался положительным и менялся от +1813 руб./т в январе до +5596 руб./т в апреле.

ФАС установила компенсационные надбавки: на бензин ($\Phi_{\text{АБ}}$) 5600 руб./т в марте-апреле 2019 года, на дизельное топливо ($\Phi_{\text{ДТ}}$) – 5000 руб./т в январе-апреле 2019 года.

Это составляет 10% от условных значений средней оптовой цены реализации соответствующего вида топлива на территории Российской Федерации (см. «Компенсационные надбавки, установленные ФАС»).

Была также введена так называемая демпфирующая компонента, которая рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{демп}} = [(\Delta_{\text{АБ}} + \Phi_{\text{АБ}}) \times V_{\text{АБ}} + (\Delta_{\text{ДТ}} + \Phi_{\text{ДТ}}) \times V_{\text{ДТ}}] \times K_{\text{комп}}$$

В целом по российским НПЗ с января по апрель 2019 года она имела положительное значение, ее дейст-

вие должно было приводить к выплатам из бюджета (см. «Демпфирующая компонента»).

В России действует непрозрачный механизм субсидирования нефтепереработки, отсутствует предсказуемость результатов работы отрасли

Что касается обратного акциза на нефтяное сырье, то его ставка, согласно 301-ФЗ, рассчитывается по формуле:

$$A_{\text{нс}} = [(\Pi_{\text{нефть}} \times 7,3 - 182,5) \times 0,3 + 29,2] \times P \times C_{\text{плю}} \times K_{\text{корр}} \times K_{\text{рег}}$$

Диапазон изменения усредненного значения данного акциза составил от 876 руб./т в январе до 1063 руб./т в апреле 2019 года (см. «Размер обратного акциза на нефтяное сырье»).

Вычетам подлежат суммы акциза, умноженные на коэффициент 2, для компаний-налогоплательщиков, имеющих свидетельство о регистрации лица, совершающего операции по переработке нефтяного сырья, и увеличенные на величину демпфирующей компоненты, но указанные компенсации не покрывают убыточность сложившихся в 2019 году поставок моторного топлива на внутренний рынок России относительно индекса экспортной альтернативы.

Однако получение обратного акциза ограничено выполнением дополнительных условий:

◆ наличие свидетельства о регистрации компании по переработке нефтяного сырья;

СРЕДНЯЯ ОПТОВАЯ ПРЕДЕЛЬНАЯ ЦЕНА, УСТАНОВЛЕННАЯ ФЗ ОТ 03.08.2018 № 301-ФЗ ($\Pi_{\text{АБВР}}$ И $\Pi_{\text{ДТВР}}$) VS ИНДЕКС ЭКСПОРТНОЙ АЛЬТЕРНАТИВЫ VS КОМПЕНСАЦИОННАЯ НАДБАВКА

а) по бензину АИ-92

Период	ЦАБэксп – цена экспортной альтернативы бензина АИ-92 класса 5	ЦАБвр – условное значение средней оптовой цены реализации автомобильного бензина АИ-92 класса 5	ДАБ = ЦАБэксп – ЦАБвр
январь 2019	50 037	56 000	– 5 963
фев. 2019	53 013	56 000	– 2 987
мар. 2019	56 422	56 000	422
апр. 2019	63 691	56 000	7 691

$\Pi_{\text{АБэксп}}$ – средняя цена экспортной альтернативы для автомобильного бензина АИ-92 класса 5, рассчитанная в морских портах Северо-Западного федерального округа

$\Pi_{\text{АБвр}}$ – условное значение средней оптовой цены реализации автомобильного бензина АИ-92 класса 5 на территории Российской Федерации, принимаемое равным 56 тыс. руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2019 года включительно

Согласно 301-ФЗ: $\Pi_{\text{ДБ}} = \Pi_{\text{АБэксп}} - \Pi_{\text{АБвр}}$

б) по дизельному топливу

Период	ЦАБэксп – цена экспортной альтернативы бензина АИ-92 класса 5	ЦДТВр – условное значение средней оптовой цены реализации дизельного топлива класса 5	ДДТ = ЦДТэксп – ЦДТВр
январь 2019	51 813	50 000	1 813
фев. 2019	54 492	50 000	4 492
мар. 2019	54 396	50 000	4 396
апр. 2019	55 596	50 000	5 596

$\Pi_{\text{ДТэксп}}$ – средняя цена экспортной альтернативы для дизельного топлива класса 5, рассчитанная в морских портах Северо-Западного федерального округа

$\Pi_{\text{ДТВр}}$ – условное значение средней оптовой цены реализации дизельного топлива класса 5 на территории Российской Федерации, принимаемое равным 50 тыс. руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2019 года включительно

Согласно 301-ФЗ: $\Pi_{\text{ДТ}} = \Pi_{\text{ДТэксп}} - \Pi_{\text{ДТВр}}$

Источник: анализ ООО «НААНС-МЕДИА»

КОМПЕНСАЦИОННЫЕ НАДБАВКИ, УСТАНОВЛЕННЫЕ ФАС

Период	Компенсационная надбавка на бензин, руб./т	Компенсационная надбавка на ДТ, руб./т
январь 2019	0	5 000
фев. 2019	0	5 000
мар. 2019	5 600	5 000
апр. 2019	5 600	5 000

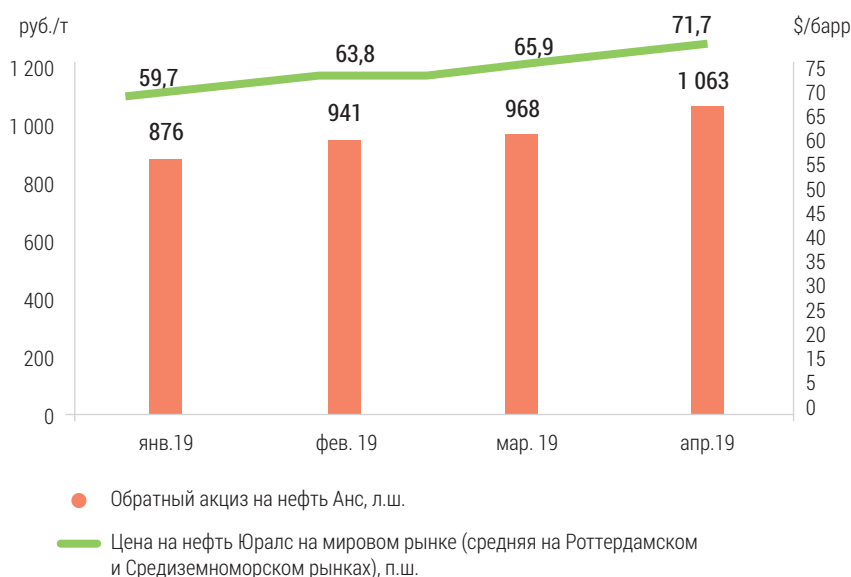
Источник: ФАС

ДЕМПФИРУЮЩАЯ КОМПОНЕНТА

Период	ДАБ = ЦАБэксп – ЦАБвр, руб./т	ДДТ = ЦДТэксп – ЦДТвр, руб./т	ФАБ компенсационная надбавка на бензин, установленная ФАС, руб./т	ФДТ компенсационная надбавка на ДТ, установленная ФАС, руб./т	Демпфирующая компонента, млрд руб.
янв. 2019	– 5 963	1 813	0	5 000	0,5
фев. 2019	– 2 987	4 492	0	5 000	12,1
мар. 2019	422	4 396	5 600	5 000	29,5
апр. 2019	7 691	5 596	5 600	5 000	41,8

Источник: анализ ООО «НААНС-МЕДИА»

РАЗМЕР ОБРАТНОГО АКЦИЗА НА НЕФТЯНОЕ СЫРЬЕ В ЯНВАРЕ-АПРЕЛЕ 2019 г.



Источник: анализ ООО «НААНС-МЕДИА»

- ◆ представление подтверждающих документов налоговому органу;
- ◆ отсутствие изменений в учетной политике в течение трех календарных лет;
- ◆ ведение раздельного учета нефтяного сырья, направленного на переработку, и всех продуктов его переработки в отношении каждого собственника сырья;
- ◆ расчет ставки акциза на нефтяное сырье в отдельности по каждому договору и производственным мощностям;
- ◆ если выход нефтепродуктов меньше 75% (сумма величин ВПБ, VCB, VKC, VT к величине VNC по итогам налогового периода оказалось менее 0,75), то ставка акциза

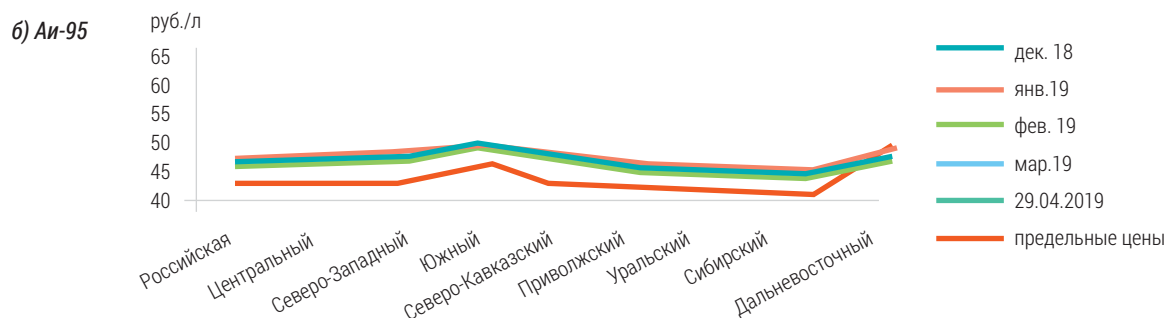
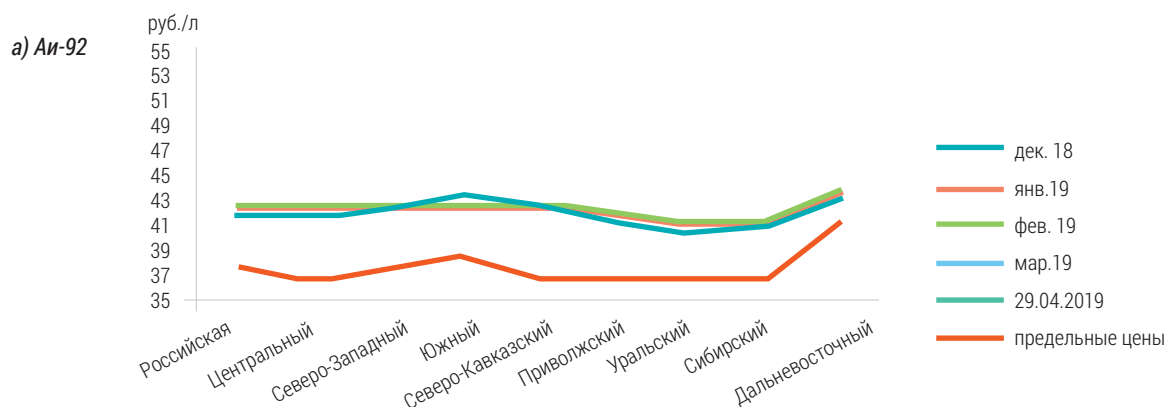
на нефтяное сырье для такого налогового периода принимается равной 0;

- ◆ а также других ограничений.

ЦЕНЫ РАСТУТ

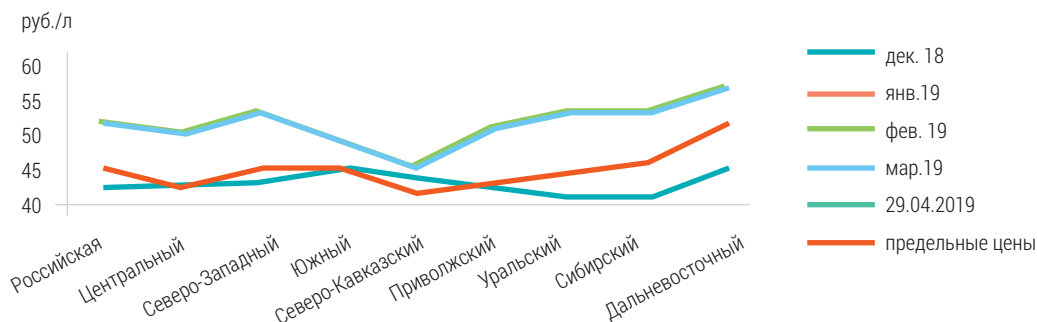
Согласно протоколу совещания у вице-премьера РФ Дмитрия Козака 31 октября 2018 года, было дано поручение сдерживать мелкооптовые цены, были подписаны соответствующие соглашения с собственниками НПЗ. При этом были утверждены следующие предельные индикативные мелкооптовые цены на нефтепродукты в среднем по России:

РОЗНИЧНЫЕ ЦЕНЫ НА БЕНЗИН В ДЕКАБРЕ 2018 – АПРЕЛЕ 2019 г.



Источник: Росстат

РОЗНИЧНЫЕ ЦЕНЫ НА ДИЗТОПЛИВО В ДЕКАБРЕ 2018 – АПРЕЛЕ 2019 г.



Источник: Росстат, анализ ООО «НААНС-МЕДИА»

- ◆ на бензин марки АИ-92 на уровне 53,501 тыс. руб./т;
- ◆ на АИ-95 – 56,649 тыс. руб./т;
- ◆ на летнее дизельное топливо – 51,201 тыс. руб./т;

Соглашения были продлены до 1 июля 2019 года.

По данным Росстата, за период с января по апрель 2019 года цены на бензин АИ-92 в основном оказались выше предельных значений, установленных по регионам по итогам упомянутого совещания.

Росстат представляет статистику в рублях за литр, в этой связи в диаграмме даны предельные значения цен мелкооптового сегмента, пересчитанных в руб./л (см. «Розничные цены на бензин...»).

По дизельному топливу диапазон розничных цен за последние четыре месяца отклонялся в сторону как повышения, так и понижения относительно предельных цен в связи переходом с зимнего на летнее топливо (см. «Розничные цены на дизтопливо...»).

Результаты первых четырех месяцев применения уточненных параметров налогового маневра и установления предельных цен реализации таковы: банкротства НПЗ, отказ от инвестиций в новые проекты, сокращение вложений в программу модернизации НПЗ

НУЖНО ИЗМЕНИТЬ ПОДХОД

В настоящее время обсуждается необходимость расчета индекса экспортной альтернативы с учетом демпфера, то есть меняются подходы к формульному ценообразованию. По оценке участников рынка, реализация на внутреннем рынке как бензина, так и дизельного топлива, произведенного на ряде НПЗ, сейчас убыточна. Парадокс заключается в том, что в мелкооптовом сегменте цены закупки оказались выше, чем розничные цены, которые ограничены предельными ценами (согласно итогам упоминавшегося выше совещания в правительстве РФ). Иными словами, НПЗ выполняют функцию снижения социальной напряженности путем акцепта убытков от реализации бензина на внутреннем рынке.

Например, в Приморском крае цены в оптовом сегменте значительно превысили мелкооптовые цены с учетом транспортной составляющей. То есть компании закупают для своих автозаправочных сетей топливо по цене выше, чем цена реализации.

А статистика закупок АЗС по некоторым регионам демонстрирует рост мелкооптовых цен в течение апреля: по бензину – до +16%, по дизельному топливу – до +6%. Это подтверждает, что действующий ныне механизм

налогообложения в нефтепереработке, к сожалению, не решил следующие вопросы:

- ◆ сдерживание мелкооптовых цен в пределах индикативных мелкооптовых цен на нефтепродукты;
- ◆ поддержка и обеспечение эффективности деятельности НПЗ (произошло усиление позиций заводов ВИНК, а независимые НПЗ находятся на грани банкротства, вызванного дополнительными выплатами в бюджет);
- ◆ рост инвестиций в модернизацию НПЗ (программы модернизации сокращаются);
- ◆ максимальное наполнение бюджета (он мог бы получить больше в случае отсутствия демпфера и отрицательного акциза на нефть).

Кроме того, операционная маржинальность независимых АЗС доходит до предельных значений, что создает риски банкротства вслед за сектором независимых НПЗ. Особенно осложнено положение независимых топливных сетей, имеющих кредитные обязательства.

МАРЖИНАЛЬНОСТЬ – ГЛАВНЫЙ ФАКТОР

Результаты первых четырех месяцев применения уточненных параметров налогового маневра и установления предельных цен реализации таковы: банкротства НПЗ, отказ от инвестиций в новые проекты, сокращение вложений в программу модернизации НПЗ. Все это требует новых мер регулирования, ориентированных на главный фактор – обеспечение маржинальности НПЗ (без учета долговых обязательств).

Детализация расчетов может осуществляться следующим образом:

- ◆ по итогам месяца публикуются данные о производственных показателях по каждому НПЗ, включая объемы первичной переработки и производства каждого вида нефтепродуктов;
 - ◆ на основании производственных показателей осуществляется расчет маржинальности по каждому НПЗ, которая определяется как разница между общей выручкой от реализации нефтепродуктов на экспорт и на внутренний рынок за отчетный месяц и расходами на закупку сырья по договорам за отчетный месяц;
 - ◆ утверждается минимальный уровень маржинальности НПЗ – например, не ниже 8%;
 - ◆ если НПЗ получает маржу ниже установленной нормы, для такого предприятия рассчитывается субсидия с учетом коэффициентов для каждого вида производимых нефтепродуктов;
 - ◆ коэффициенты для светлых нефтепродуктов должны быть выше, чем для темных, для стимулирования их выработки.
- Такой подход, гарантирующий достаточный уровень маржинальности предприятия, позволит скорректировать сложившуюся ситуацию, связанную со сверхдоходностью одних НПЗ и банкротством других. Это также даст ясное видение перспектив развития отрасли, привлечет инвестиции в модернизацию и строительство новых НПЗ и формирование добавленной стоимости при экспорте российских энергоресурсов. 



Налоговый маневр: субсидии или перераспределение природной ренты?

ОЛЬГА МАСЛОВА
ОАО «НИИТЭХИМ»

Одной из постоянно обсуждаемых в средствах массовой информации тем с весны прошлого года, после резкого скачка цен на бензин и дизтопливо, является регулирование цен на моторное горючее, а также на другие нефтепродукты. Многие аналитики увязывают этот скачок с проведением налогового маневра в нефтедобывающей отрасли. Но с какой целью он проводится и каким образом обосновывалась необходимость его осуществления? Достигаются ли первоначально поставленные цели и какова цена их реализации? Попробуем в этом разобраться.

ПРЕДЫСТОРИЯ МАНЕВРА

Обоснование необходимости отмены экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты разрабатывалось в ряде организаций, в том числе в Институте экономической политики имени Е. Т. Гайдара (далее – Институт Гайдара), в Экономической экспертной группе, в Высшей школе экономики. Рассмотрим доводы в пользу налогового маневра, приведенные в выпуске «Научных трудов» № 161Р Института Гайдара (2012 год) под названием «Экспортные пош-

лины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий» (авторы Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г., далее – авторы).

Авторы признают, что «большая доля «сверхприбыли» нефтедобывающей отрасли должна идти владельцу этого особенного фактора [национальных недр], то есть государству». Но они обосновывают неэффективность такой формы изъятия «сверхприбыли», как экспортная пошлина. Основные аргументы против ее использования следующие.

- ◆ Экспортная пошлина «не может в полной мере рассматриваться как механизм изъятия ресурсной ренты, поскольку представляет собой выборочное налогообложение иностранных потребителей».
 - ◆ Формирование внутренней цены на энергоресурсы ниже мировой является «механизмом субсидирования российских потребителей энергоресурсов». Авторы дают следующую оценку получаемых «субсидий»: «Через пониженные цены на нефть на внутреннем рынке напрямую субсидируются нефтепереработка (3,5 % ВВП), химия и нефтехимия (0,3 % ВВП). Причем через пониженные конечные цены на нефтепродукты наибольшие конечные «субсидии» получают оптовые (промышленные) потребители (1,7 % ВВП) и напрямую население (0,1 % ВВП)».
 - ◆ Низкие цены на энергоресурсы препятствуют их эффективному использованию, тормозя процессы модернизации экономики.
 - ◆ ...«рассматриваемый механизм субсидирования всей экономики в целом работает весьма плохо, он приводит к субсидированию отдельных отраслей. В первую очередь такой отраслью является нефтепереработка – промежуточное звено между добытой нефтью и конечным потребителем. Отечественная нефтепереработка в мировых ценах уже более 20 лет создает отрицательную добавленную стоимость». В доказательство данного тезиса приводятся данные Росстата за 2009 год: «в российскую нефтепереработку поступило примерно 220 млн тонн нефти, из которых было произведено 36 млн тонн бензина, 70 млн тонн дизельного топлива и 96 млн тонн мазута и прочих продуктов, около 18 млн тонн составили чистые объемные потери в нефтепереработке. При этом, согласно статистике внешней торговли Российской Федерации, экспортная цена российской нефти в 2009 году составила \$407/т, бензина – \$417/т, дизельного топлива – \$470/т, мазута и других нефтепродуктов – в среднем \$317/т. Таким образом, в мировых ценах российская нефтепереработка выпускает корзину нефтепродуктов, которая стоит примерно на \$11,2 млрд меньше (на 12,5%), чем входящая нефть... Российская нефтепереработка в мировых ценах потребляет значительно больше, чем производит».
 - ◆ ...«за счет низкой цены входящих энергоресурсов покрывается неэффективность отдельных отраслей экономики». Это утверждение обосновывается тем, что энергоёмкость ВВП России существенно выше, чем в США, Германии, Франции, Японии, а также в Китае, в соответствии с данными Всемирного банка об использовании энергии (в кг н.э. на \$1 тыс. ВВП по паритету покупательной способности в ценах 2005 года) в указанных странах. Но насколько обоснованы приведенные аргументы?
- Утверждение, что экспортная таможенная пошлина является «выборочным налогообложением иностранных потребителей», неверно, поскольку реализация нефти и нефтепродуктов за рубежом осуществляется по ценам, складывающимся на мировом рынке и абсолютно не зависящим от системы таможенного регулирования в России.
- Что касается трактовки формирования внутренней цены на энергоресурсы в стране-экспортере ниже мировой как «механизма субсидирования российских потре-

бителей энергоресурсов», которая стала общепринятой, то здесь происходит фактическая подмена понятий. Первоначально смысл слова «субсидирование» – это предоставление материальной помощи в денежной или натуральной форме со стороны государства, местных органов самоуправления или социального фонда. То есть, если государство предоставляет субсидию – оно тратит средства из бюджета, который был сформирован за счет поступления налогов, пошлин и т.п.

Продажа производителями на внутреннем рынке нефти и нефтепродуктов по ценам более низким, чем цены внешнего рынка, не является выплатой реальных субсидий из государственного бюджета

Продажа производителями на внутреннем рынке нефти и нефтепродуктов по ценам более низким, чем цены внешнего рынка, не является выплатой реальных субсидий из государственного бюджета. Использование в данном случае термина «субсидии» только создает иллюзию потерь для государственного бюджета. Более корректно было бы говорить о перераспределении сверхприбыли между нефтедобычей и другими отраслями, прежде всего, нефтеперерабатывающей и нефтехимической.

И о каком «субсидировании» населения (в размере 0,1 % ВВП!) можно говорить в стране, где средняя заработная плата ниже, чем в любом государстве Евросоюза? Несмотря на относительно дешевые моторные топлива, по соотношению средняя заработная плата/средняя цена 1 литра бензина Россия занимает только 20-е место в Европе.

Аргумент, обосновывающий неэффективность отдельных отраслей экономики России из-за низких цен на энергоресурсы, также не представляется убедительным. Об этом свидетельствует более широкая выборка статистических данных об энергоёмкости ВВП (см. «*Энергоёмкость российского ВВП по сравнению с некоторыми странами мира*»).

В соответствии с логикой авторов, данные Статистического ежегодника мировой энергетики показывают, что экономика США менее энергоэффективна, чем экономика Колумбии, Венесуэлы, Турции, Египта, Индии. Но никто не объясняет этого более низкой ценой нефти в США, которая ведет к неэффективности других отраслей. По-видимому, на это влияют другие факторы.

Одним из существенных факторов, влияющих на энергопотребление в различных странах, является климат. Очевидно, что при более низких среднегодовых температурах требуется большее количество энергоресурсов как для поддержания нормального уровня температуры

ЭНЕРГОЕМКОСТЬ РОССИЙСКОГО ВВП ПО СРАВНЕНИЮ С НЕКОТОРЫМИ СТРАНАМИ МИРА, кг н.э. на \$1 тыс. ВВП по паритету покупательной способности в ценах 2015 г.

Страна	1990 г.	2000 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Колумбия	88,1	72,2	59,9	58,6	55,0	53,4	54,3	52,5	50,7	53,3	52,8
Италия	78,7	76,0	74,0	74,5	71,6	70,8	69,4	65,5	67,5	67,0	66,2
Венесуэла	61,8	65,1	59,7	67,5	60,2	61,9	57,5	58,7	55,1	61,7	68,6
Турция	82,9	84,4	79,4	79,8	76,4	75,9	69,3	68,5	68,6	70,3	74,5
Германия	130,3	101,6	89,0	90,0	82,4	82,4	83,8	79,4	78,6	78,0	77,1
Египет	89,3	73,8	88,1	83,0	85,1	85,7	82,5	83,3	78,8	78,8	78,9
Франция	119,4	110,1	98,7	99,9	94,3	94,4	94,1	89,4	89,8	87,3	86,2
Индия	188,0	157,6	126,7	120,1	117,4	116,8	112,4	111,3	106,1	104,1	101,9
США	193,9	164,2	136,5	136,3	132,6	128,0	127,3	126,4	121,7	119,8	117,5
Китай	471,9	227,1	187,3	187,0	183,2	175,9	168,5	159,4	150,2	142,7	137,6
Канада	235,8	214,0	190,2	186,5	184,6	179,5	177,1	177,7	170,8	172,7	173,4
Россия	293,3	305,8	208,3	212,1	213,3	211,2	202,9	202,7	204,4	205,3	211,1

Источник: Статистический ежегодник мировой энергетики, 2018 г.

в жилых и производственных помещениях, так и для обеспечения высоких температур в тепломкких производствах. Этим может быть частично объяснен тот факт, почему энергоёмкость ВВП Колумбии, Венесуэлы и Египта ниже по сравнению с энергоёмкостью ВВП не только России, но и США. А в России среднегодовые температуры в большинстве регионов существенно ниже, чем в США, Франции, Италии, и поэтому даже при равном уровне «энергоэффективности» используемых технологий в РФ энергоёмкость ВВП будет выше.

О каком «субсидировании» населения (в размере 0,1% ВВП!) можно говорить в стране, где средняя заработная плата ниже, чем в любом государстве Евросоюза?

Представленные данные свидетельствуют о тенденции снижения энергоёмкости ВВП во всех странах. Но в России в период слома плановой экономики и перехода к рыночной (с 1990-го по 2000 год) энергоёмкость ВВП выросла на 4,3%, а в период с 2000 года по 2014-й (то есть за время наибольшего «субсидирования неэффективности других отраслей экономики») снизилась на 34%. После начала проведения налогового маневра она вновь стала расти и в 2017 году вернулась к уровню 2011-го, или выросла по сравнению с 2014-м на 4%.

В соответствии с результатами исследований ИГ «Петромаркет», повышение цен на нефтепродукты не создает весомых стимулов к энергосбережению. Поэтому потери российской экономики, а именно всех хозяйствующих субъектов страны – населения, бизнеса и государства как единого целого – от избыточного потребления нефтепродуктов при введении на них экспортных пошлин практически равны нулю.

С утверждением, что отечественная нефтепереработка в мировых ценах создает отрицательную добавленную стоимость, нельзя согласиться по ряду причин. Во-первых, для расчета неэффективности использованы неточные данные о структуре выпуска продукции на НПЗ в 2009 году. По данным ЦДУ ТЭК, всего было переработано 235,7 млн тонн нефти, из которых получено 35,8 млн тонн бензина, 67,4 млн тонн дизтоплива, 64,2 млн тонн топочного мазута, 2,5 млн тонн смазочных масел, 61,7 млн тонн прочих продуктов (включая керосин, нафту, СУГ, ароматические углеводороды, судовые моторные топлива и т.д.). И если цена мазута действительно ниже цены нефти, то цена керосина, нафты, ароматических углеводородов, СУГ, смазочных масел – выше, и объемы выпуска перечисленных продуктов нельзя умножать на цену мазута для оценки общего объема выручки «по мировым ценам». Средняя экспортная цена реализации прочих нефтепродуктов, рассчитанная по данным ФТС РФ за 2009 год, составила \$470/т, что на \$153 превышает указанную цену мазута и на \$63 – цену реализации нефти. Таким образом, доказательство построено на некорректных фактических данных и поэтому ошибочно.

Во-вторых, использование в расчетах в качестве мировых цен – цен экспорта нефтепродуктов из РФ в 2009 году также некорректно. Данные ФТС за 2009 год не могут не вызвать вопросов у специалистов. Согласно им, средняя экспортная цена бензина всего лишь на 2,5% (!) превышает указанную авторами цену нефти, тогда для дизтоплива аналогичный показатель равен 15%. Здесь скорее возникает вопрос к эффективности торговых операций, а не к эффективности технологических процессов.

Принудительное сохранение внутренних цен на нефть в России на уровне ниже мировых – это, несомненно, важный фактор, обеспечивающий благоприятные условия для развития промышленности

Данные журнала «ИнфоТЭК» о расчетных экспортных ценах на нефть и нефтепродукты (на основе информации о мировых ценах в Северо-Западной Европе и в Средиземноморье) показывают, что в январе 2009 года расчетная цена на бензин превышала цену на нефть на 23%, а на дизельное топливо – на 8–11%. В декабре 2009-го аналогичные показатели составляли 23–29% и 42–45%. В 2018 году, по данным ФТС РФ, средняя экспортная цена бензина уже превышала среднюю экспортную цену нефти на 19%, дизельного топлива – на 22%, в целом средняя цена реализованных нефтепродуктов – на 4%.

Кроме того, часть поставок осуществляется в ближнее зарубежье. В том числе доля бензина, поставляемого в ближнее зарубежье, в 2009 году составила 39% от общего объема поставок, дизтоплива – 4%. А цены поставок нефти и нефтепродуктов в ближнее зарубежье значительно ниже цен экспорта в дальнее зарубежье.

Таким образом, экспортные цены, рассчитанные по данным ФТС РФ, ниже тех мировых цен, по которым нефтепродукты поставлялись бы в Россию в случае закрытия всех нефтеперерабатывающих заводов. И поэтому вывод, что «с точки зрения технологического процесса выгоднее продавать на экспорт всю направляемую в российскую нефтепереработку нефть – на вырученные средства можно приобрести большее количество нефтепродуктов», – принципиально не верен. А насколько эффективно для энергетической безопасности продавать всю нефть и покупать потом все нефтепродукты, видно на примере Венесуэлы, поставлявшей свое сырье для переработки в США и завозившей потом топливо.

ПРОГНОЗ ПОСЛЕДСТВИЙ МАНЕВРА

Авторы рассматриваемого научного труда приводят расчет изменения цен на нефтепродукты для промышленных предприятий и розничных цен на бензин при поэтапной отмене экспортной пошлины на нефть и нефте-

продукты и при повышении НДС. В указанных расчетах принимается, «что из 1 тонны нефти получается 1 тонна бензина». Но средний выход бензина из всего объема переработанной нефти в РФ в 2011 году составлял 14,3%, а в 2018 году снизился до 13,8%. Кроме того, существует значительная дифференциация цен на нефтепродукты, различный уровень акцизов. Поэтому данное допущение представляется некорректным, а результаты расчетов априори неточными.

Тем не менее рассмотрим полученные результаты в части прогноза роста цен на бензин по трем сценариям. Различия в рассматриваемых сценариях определяются уровнем доступности внутреннего рынка РФ для иностранных производителей нефтепродуктов и глубиной проведения институциональных преобразований, которые должны привести к высокому уровню конкуренции, технологической модернизации НПЗ, а также к сокращению или полному устранению неэффективных участников рынка (то есть к закрытию ряда НПЗ).

Расчеты проведены в постоянных ценах 2011 года, при постоянном курсе доллара с 2012 года 28,22 руб./\$, постоянной внешней цене на нефть Urals 23498 руб./т (\$109,5/барр). В рассматриваемых сценариях постепенная отмена экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты происходит в течение шести лет – с 2013-го по 2018 год; акцизы равномерно снижаются до нуля к 2015 году.

Во всех сценариях внутренняя безналоговая цена на нефть в России растет до уровня мировой безналоговой цены, за вычетом транспортных расходов в Европу и маржи от продажи на экспорт. Это составляет, по оценкам авторов, 20,5 тыс. руб./т при мировой цене 23,5 тыс. руб./т. НДС на нефть поэтапно увеличивается до 16,172 тыс. руб./т, что равно сумме НДС на нефть (4,434 тыс. руб./т) и экспортной пошлины на нефть (11,738 тыс. руб./т) в 2012 году (см. «Сценарный прогноз изменения цен на бензин...»).

Несмотря на критику предлагаемых налоговых реформ и очевидные отрицательные последствия, с 1 января 2015 года в РФ вступили в действие изменения налогообложения нефтяной отрасли

По результатам расчетов во всех сценариях конечная цена нефти для промышленных потребителей возрастает до уровня 23,749 тыс. руб./т, или в 2,3 раза. А безналоговая внутренняя цена нефтепродуктов (которые продаются по цене бензина) увеличивается на 48% в сценариях 1 и 2 и на 64% в сценарии 3. Кроме того, они прогнозируют дифференциацию цен на бензин: «...на высококачественный бензин цена будет складываться по формуле европейская безналоговая цена плюс транспортные издержки, на низкоккачественный бензин – европейская цена минус затраты на транспортировку».

СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕН НА БЕНЗИН ПРИ ОТМЕНЕ ЭКСПОРТНОЙ ПОШЛИНЫ И УВЕЛИЧЕНИИ НДС, РАЗРАБОТАННЫЙ ИНСТИТУТОМ ГАЙДАРА

Показатели	2012 г.	2018 г. – Сценарии		
		1	2	3
Нефть, руб./т				
Мировая биржевая цена (без налогов)	23 498	23 498	23 498	23 498
маржа от продажи на экспорт	1 476	1 476	1 476	1 476
транспорт (при поставках на экспорт)	1 567	1 567	1 567	1 567
экспортная пошлина	11 738			
Внутренняя цена	12 011	23 749	23 749	23 749
затраты, маржа и дополнительный НДС в оптовой торговле	3 293	3 293	3 293	3 293
Безналоговая цена производителей	8 718	20 456	20 456	20 456
В том числе по составляющим				
дополнительный НДСПИ для изъятия ренты		11 738	11 738	11 738
НДСПИ	4 434	4 434	4 434	4 434
вклад прямых налогов в цену		612	612	612
издержки производства и норма прибыли		3 672	3 672	3 672
Бензин, руб./л				
Внутренняя цена потребителей	25,26	33,42	31,19	28,22
затраты, маржа и дополнительный НДС в розничной торговле	4,67	4,67	3,89	1,55
Внутренняя цена промышленных организаций	20,59	28,75	27,29	26,67
акциз	3,72	0	0	0
затраты, маржа и дополнительный НДС в оптовой торговле	3,34	8,72	7,27	4,46
Безналоговая цена производителей	13,53	20,02	20,02	22,21
внешняя цена на бензин	13,53			22,21
В том числе по составляющим				
вклад прямых налогов в цену	1,74	2,58	2,58	2,86
издержки производства и норма прибыли	5,23	2,06	2,06	3,96
цена входящей нефти	6,55	15,38	15,38	15,38
Рост цен на бензин, %				
в рознице для населения		32,30	23,40	11,70
в опте для предприятий		39,60	32,50	29,50

Источник: Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г. «Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий», «Научные труды» №161 Р Института Гайдара (2012), стр. 58, 61, 64, 67

Таким образом, предлагаемый переход к более совершенной конкуренции за счет допуска иностранных поставщиков приводит не к снижению, а к повышению крупнооптовых цен на бензин. Но розничная цена нефтепродуктов для потребителей за счет конкуренции с импортными поставщиками поднимается всего на 11,7%, а для промышленных потребителей – на 29,5% за счет снижения маржи из-за конкуренции с иностранными производителями бензина. То есть при более существенном росте крупнооптовых цен на бензин в сценарии 3 по сравнению со сценариями 1 и 2 розничные цены, напротив, будут минимальными в сценарии 3.

Темпы роста цен на моторные топлива в 2015 году не превышали уровня инфляции, а в 2016–2017 годах такое превышение составило около 1,4 и 3,6%

Налоговый маневр, по расчетам авторов, ведет также к увеличению инфляции в целом. В сценарии 3, предусматривающем наиболее эффективное развитие нефтепереработки и усиление конкуренции, дополнительный рост потребительских цен и цен на ЖКУ в 2016–2018 годах составит 9,4%. То есть полная отмена налоговых пошлин на нефть и нефтепродукты в любом сценарии ведет к снижению уровня жизни в стране. В соответствии с поставленной целью – поднятие внутренних цен до уровня мировых – цены в результате налогового маневра должны вырасти.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ТОЧКИ ЗРЕНИЯ

Прежде чем рассматривать результаты уже проведенного этапа налогового маневра отметим, что многие специалисты критиковали предлагаемые нововведения. Они иначе оценивали значение экспортной пошлины на нефть и нефтепродукты. Приведем мнения некоторых из них.

Так, французский профессор Жак Сапир пишет о том, что принудительное сохранение внутренних цен на нефть в России на уровне ниже мировых – это, несомненно, важный фактор, обеспечивающий благоприятные условия для развития промышленности (за счет пониженных как прямых затрат на энергию, так и косвенных затрат на заработную плату, которая невелика из-за относительно небольших расходов домохозяйств на потребление энергии). Иностранные государства воспринимают такое положение дел как способ субсидирования промышленности. В то же время, если политика пониженных по отношению к мировым внутренним цен будет согласована и на будущее, важно, чтобы она применялась и к другим видам углеводородов, в том числе к нефтепродуктам. В некоторой степени регулирование цен на экспортные

товары является специфической формой политики перераспределения доходов. Ценовая политика должна быть адаптирована таким образом, чтобы стать частью всеобъемлющей политики развития. Это подразумевает разработку стратегии, учитывающей постоянно повторяющиеся провалы рынка, которые проявляются и в ценовой сфере, и в процентных ставках, и в процессах, связанных с финансированием инвестиций.

По мнению Жака Сапира, цена не должна использоваться как стимул для сбережения первичных ресурсов (так как эластичность потребления по ценам является низкой, в основном по техническим причинам). Но должны быть приняты другие регулирующие меры, решающие эту проблему. Например, создание и развитие инвестиционных фондов, которые будут специализироваться на энергосбережении.

Профессор Т.Л. Канделаки в своем интервью «Нефтегазовой Вертикали» в 2017 году подчеркнула, что в результате осуществления налогового маневра независимому сектору нефтепереработки может быть нанесен значительный урон, поскольку цена на нефть на внутреннем рынке определяется по принципу нетбэка. «И если мы отказываемся от пошлин, то она существенно вырастет. Соответственно, увеличатся расходы НПЗ на приобретение сырья. Это даст негативный мультипликативный эффект для всей экономики, поскольку стоимость топлива заложена в цене каждого товара и услуги. Пострадают и рядовые граждане, пользующиеся личным автотранспортом».

По мнению И.А. Хомутова (ИГ «Петромаркет»), в условиях низкого качества управления государственными средствами велика вероятность широкого распространения рентоориентированного поведения и неудовлетворительного управления государственными доходами. Поэтому перераспределение нефтяной ренты от потребителей нефтепродуктов и нефтепереработки в бюджет, которое осуществлялось в рамках основных налоговых реформ последних лет и которое имеет шанс продолжиться в связи с падением цен на нефть, может иметь серьезные отрицательные последствия для экономики страны.

ИТОГИ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА

Несмотря на критику предлагаемых налоговых реформ и очевидные отрицательные последствия, с 1 января 2015 года в РФ вступили в действие изменения налогового обложения нефтяной отрасли. Так, за три года поэтапно должны были в 1,7 раза сократиться вывозные таможенные пошлины на нефть, а на нефтепродукты – в 1,7–5 раз с одновременным увеличением ставки НДС на нефть в 1,7 раза и на газовый конденсат в 6,5 раза. Данные параметры налогового маневра примерно соответствуют третьему году поэтапного снижения пошлин в расчетах Института Гайдара, в которых такое сокращение не должно было вообще сказаться на внутренних ценах на бензин.

Каковы же итоги данного этапа налогового маневра? Если за период с 2011-го по 2014 год объем переработ-

ки нефти вырос на 12,6% (с 256,5 до 288,9 млн тонн), а экспорт нефти снизился на 8,6% (с 242,1 до 221,3 млн тонн), то за время налогового маневра в 2015–2017 годах «удалось» сократить нефтепереработку на 9 млн тонн (или на 3,2%), до 279,9 млн тонн. При этом в 2016 году наиболее технологически простые НПЗ увеличили объем переработки на 2,3 млн тонн. А уменьшили загрузку комплексные НПЗ, большинство из которых входят в ВИНК. В этот период сократился объем выработки мазута (на 27 млн тонн или на 34% за три года), а производство бензина и дизтоплива было в 2017 году на уровне 2014-го.

Вследствие снижения объемов переработки нефти увеличились поставки резко подешевевшей нефти на мировой рынок на 35,7 млн тонн (до 257 млн тонн – больше, чем в 2011 году!). При этом сложно точно оценить, насколько реально снизился объем производства и экспорта мазута. Это связано с уклонением некоторых российских НПЗ от уплаты таможенной пошлины на его экспорт посредством неверного заявления кода ТН ВЭД ЕАЭС при таможенном декларировании (ставка таможенной пошлины на мазут равна 100% от ставки пошлины на экспорт нефти сырой). Мазут вывозят за рубеж как «прочие масла и другие продукты высокотемпературной перегонки каменноугольной смол», для которых ставка пошлины обнулена.

Темпы роста цен на моторные топлива в 2015 году не превышали уровня инфляции, а в 2016–2017 годах такое превышение составило около 1,4 и 3,6%.

В 2018 году продолжилось повышение цен на нефть на мировом рынке. В наибольшей степени они выросли в январе (примерно на 7%), в апреле-мае (на 6 и 7%) и в октябре (на 7%). При этом поднялись и цены на внутреннем рынке РФ

Но в этот период существенно снизились цены на нефть на мировом рынке, и в европейских странах произошло снижение цен на автомобильное топливо. Например, в Италии стоимость 1 литра бензина АИ-95 сократилась с 1,74 евро в январе 2014 года до 1,46 евро в январе 2016-го, в Германии – с 1,5 до 1,24 евро. В России же средняя стоимость 1 литра бензина АИ-95 увеличилась с 34,02 рубля в 2014 году до 36,13 рубля в 2015-м, или на 2,11 рубля. В том числе при снижении экспортной пошлины в 2015 году со \$140 до \$109,2/т в рамках налогового маневра и с учетом девальвации рубля цена входящей нефти в стоимости 1 литра бензина увеличилась примерно на 1,3 рубля по сравнению с уровнем 2014 года.

В 2016 году цены на нефть снизились еще на 21% по сравнению с 2015 годом. И для обеспечения поступлений

в бюджет экспортная пошлина на нефть была заморожена на уровне 42% вместо планируемого снижения до 36%. В 2017 году среднегодовая цена нефти вернулась к уровню 2015-го, а курс доллара был снижен до 58,3 рубля, или на 13% по сравнению с уровнем 2016 года, и на 5% по сравнению с уровнем 2015 года. Это опустило цену нефти в рублевом выражении, рассчитанном по экспортному паритету, на 934 руб./т по отношению к цене в 2015 года. В то же время экспортная пошлина на нефть была снижена до 30%. В результате внутренние цены на бензин увеличились относительно уровня 2015 года на 10–13% (при том же уровне мировых цен на нефть), а относительно уровня 2016 года – на 5,7–6,1%, что превышало уровень инфляции в 2017 году (2,5%). Как видно, влияние налогового маневра на внутренние цены на моторные топлива было смягчено снижением курса доллара.

Поскольку в 2015–2017 годах не было чрезмерного роста цен на моторные топлива, сложилось впечатление, что прогнозы критиков налогового маневра об отрицательных последствиях его проведения несостоятельны. И Минфин РФ настоял на его продолжении. В июле 2018 года Госдума РФ приняла в третьем, окончательном чтении пакет законов о налоговом маневре в нефтяной отрасли. В соответствии с ним экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты будут снижены с действующих 30% до нуля от цены нефти в течение шести лет. Снижение будет происходить постепенно, начиная с января 2019 года. При этом увеличится налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Поправки внесены в ст. 3.1 Федерального закона «О таможенном тарифе» и в Налоговый кодекс.

Но в 2018 году продолжилось повышение цен на нефть на мировом рынке. В наибольшей степени они выросли в январе (примерно на 7%), в апреле-мае (на 6 и 7%) и в октябре (на 7%). При этом поднялись и цены на внутреннем рынке РФ. Например, в мае-июне средний рост цен на бензин АИ-95 составил почти 4 рубля за литр, или 9%, а в октябре – еще дополнительно около 0,7 рублей.

И даже незавершенный, с точки зрения специалистов Института Гайдара, налоговый маневр, привел к прогнозируемым ими же последствиям: «неизбежный при отмене экспортных пошлин рост внутренних цен на нефтепродукты может негативно отразиться на экономическом росте, оказать негативное влияние на благосостояние потребителей, привести к снижению конкурентоспособности отдельных секторов и повышению социальной напряженности в обществе».

Действительно, об этом свидетельствуют следующие события:

- ▲ в конце мая – начале июня 2018 года в стране прошли протесты против повышения цен на бензин;
- ▲ в июне 2018 года губернатор Краснодарского края В. Кондратьев заявил, что за первые пять месяцев года из-за роста цен на дизтопливо дополнительные затраты аграриев на горюче-смазочные материалы (ГСМ) составили около 1,3 млрд рублей. До конца года при таких ценах на топливо эти затраты вырастут еще на 2,6 млрд рублей, и лишь компенсация хотя бы их части снизит финансовые потери АПК;

- ▲ 5 июля 2018 года президент Российской палаты судоходства (РПС) А. Клявин предложил главе Минтранса Е. Дитриху предоставить новые льготы внутреннему водному транспорту из-за резкого роста цен на топливо, в том числе ввести двойной вычет на акциз на дизтопливо для речных судов, понизить или обнулить НДС на перевозку грузов, пассажиров и багажа внутренним водным транспортом. В особо сложной ситуации, как ранее и указывали участники рынка, оказались круизные компании, продающие туры заранее. Но есть и угрозы срыва перевозок по северному завозу, нарушения планов обновления флота, графиков платежей по кредитам и банкротства компаний;
- ▲ в июле 2018 года глава Сбербанка Г. Греф обратился к президенту РФ с предложением пересмотреть параметры налогового маневра в связи с возможными проблемами с обслуживанием кредитов, выданных Сбербанком на модернизацию НПЗ в объеме порядка 455 млрд рублей. По информации Г. Грефа, первый налоговый маневр (который осуществлялся в 2015–2017 годах) привел к тому, что рентабельность НПЗ упала в два раза;
- ▲ в октябре 2018 года независимые нефтяные компании (осуществляющие только добычу нефти) попросили курирующего ТЭК вице-премьера Д. Козака отменить решение о росте налогов для отрасли, за счет которых правительство планирует частично субсидировать низкие цены на бензин и дизель. Для всех независимых добывающих компаний расходы по НДС увеличатся на 5,7 млрд рублей в год, что соответствует затратам на геологоразведку всего независимого сектора. Из-за роста налогов пострадают независимые компании с общей добычей в 2017 году 23 млн тонн (4% от общероссийской);
- ▲ в ноябре 2018 года Ассоциация эксплуатантов воздушного транспорта (АЭВТ) предложила Минтрансу изменить Налоговый кодекс, увеличив акцизный вычет, получаемый авиакомпаниями, на 11 тыс. рублей за тонну. Это связано с тем, что, по данным АЭВТ, за первое

полугодие 2018 года стоимость авиакеросина выросла на 35%. В результате расходы авиакомпаний на керосин увеличились на 43,8%, до 175,6 млрд рублей;

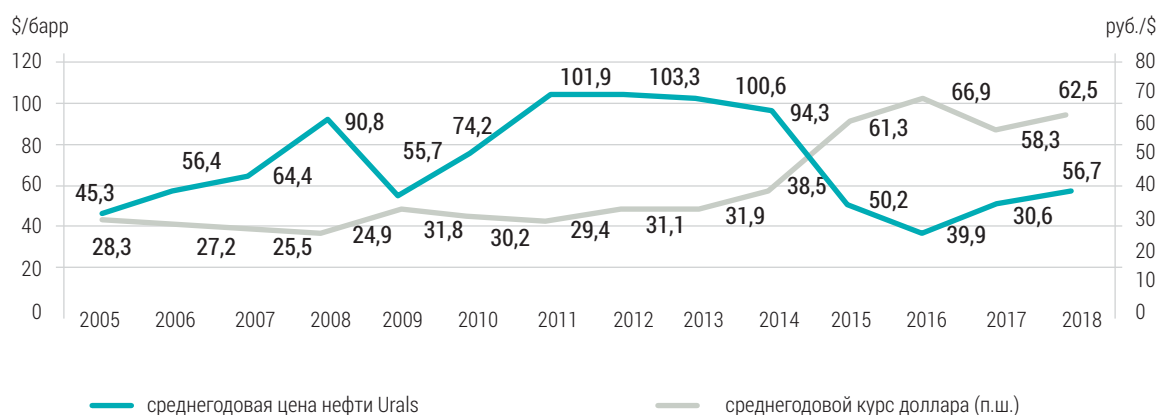
- ▲ в декабре 2018 года Минтранс РФ предложил увеличить с 2019 года объем возмещения авиакомпаниям акциза на авиакеросин в рамках поддержки перевозчиков в условиях роста стоимости топлива. 19 декабря 2018 года АЭВТ попросила президента РФ ускорить предоставление «топливной» господдержки перевозчикам, поскольку по итогам 2018 года операционный убыток отрасли составит 37–39 млрд рублей;

- ▲ в ноябре 2018 года В. Путин провел совещание с членами федерального правительства по проблемам, возникшим с отопительным сезоном в ряде регионов из-за резкого роста цен на мазут и уголь. Как следствие данного роста, в региональных бюджетах возникла дыра в размере 23 млрд рублей;

- ▲ в декабре 2018 года представители нескольких ассоциаций подписали письмо к главе правительства Д. Медведеву, в котором предупредили его о возможном росте цен на товары. Среди авторов послания – Национальный союз экспертов в сфере транспорта и логистики, Ассоциация компаний розничной торговли, Руспродсоюз. Как указали ассоциации, подорожание топлива на 30% для корпоративных клиентов нефтяных компаний приведет к тому, что цена транспортных услуг может вырасти минимум на 10%. Это, в свою очередь, скажется на розничных ценах на товары, в том числе на продукты питания;

- ▲ встал вопрос о банкротстве Антипинского НПЗ, не входящего в ВИНК, на котором глубина переработки достигла 98%. До 2015 года он успешно развивался, но в результате роста цен на сырье при проведении налогового маневра его рентабельность падала и к 2019 году долговые обязательства превысили \$3 млрд. В результате Сбербанк ввел своих менеджеров в органы управления New Stream, получил «золотую акцию» Антипинского НПЗ и стал искать покупателей на актив;

ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕН НА НЕФТЬ МАРКИ URALS И КУРСА ДОЛЛАРА



Источник: составлено автором

ИНВЕСТИЦИИ В ОСНОВНОЙ КАПИТАЛ ПО ВИДАМ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, % к итогу

Виды экономической деятельности	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	12,7	12,6	13,1	13,3	14,1	15,6	17,9
Обрабатывающие производства	13,2	12,9	13,4	14,4	15,1	15,6	14,6
В том числе:							
производство кокса и нефтепродуктов	2,2	2,2	2,5	3,3	3,5	3,4	2,5
химическое производство	1,2	1,5	1,7	1,8	1,9	2,5	2,8
производство машин и оборудования	0,7	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,7
транспорт и связь	25,5	28,2	26,4	24,5	21,4	18	18,6
в том числе связь	2,9	2,9	2,8	2,3	2,5	2,5	2,6
Научные исследования и разработки	0,7	0,8	0,7	1,0	1,0	1,3	1,3

Источник: Инвестиции в России. 2017: Стат. сб./Росстат. – М., 2017, стр. 46–47

♦ обострились отношения с Белоруссией. По предварительным оценкам белорусского Минфина, доходы бюджета страны в результате российского налогового маневра сократятся примерно на 20 %. В начале декабря 2018 года заместитель министра финансов Белоруссии А. Белковец, комментируя перспективы членства республики в Евразийском союзе (ЕАЭС), заявил, что Минск может вернуться «к вопросу о целесообразности нахождения Белоруссии в таком союзе».

Рост социального напряжения в обществе, обусловленный повышением цен на моторные топлива, вынудил предусмотреть защитные меры для российской нефтепереработки от негативного влияния увеличения цен на нефть

Рост социального напряжения в обществе, обусловленный повышением цен на моторные топлива, вынудил предусмотреть защитные меры для российской нефтепереработки от негативного влияния увеличения цен на нефть. Введены отрицательный акциз на нефть (при выполнении условий по объемам выпуска высокооктанового бензина Класа 5 и дизельного топлива), скорректированный с использованием логистических коэффициентов, и механизм демпфирования для бензина и дизтоплива. Кроме того, правительство стало заключать соглашения с нефтяными компа-

ниями о замораживании цен на моторные топлива: первое – в июне 2018 года, второе – в ноябре того же года, третье – в марте-апреле 2019-го. Но механизмы ручного управления ценообразованием в нефтяной отрасли требуют постоянной доработки. На текущий момент времени они не могут устраивать в полной мере все стороны – и нефтяные компании, и Минфин РФ.

Итак, создалась противоречивая ситуация. С одной стороны, Минфин РФ настоял на продолжении налогового маневра, целью которого является приближение внутренних цен на нефть и нефтепродукты к мировым (а точнее, к европейским), то есть рост цен на внутреннем рынке. С другой стороны, протесты населения из-за повышения цен на моторные топлива заставили правительство отказаться от этого и предпринять меры для обеспечения относительной стабильности цен на внутреннем рынке. Иными словами, фактически налоговый маневр проводится в условиях запрета на достижение поставленных для него целей. При этом относительная стабильность цен на рынке моторных топлив обеспечивается за счет ручного управления ценообразованием в нефтепереработке.

Таким образом, правительство рано или поздно должно будет либо отказаться от цели выравнивания цен на нефть и нефтепродукты на внутреннем и внешнем рынках (и тогда логично вернуться к использованию механизма экспортных пошлин, при условии снижения НДС), либо позволить нефтяным компаниям увеличить цены на внутреннем рынке.

Поскольку изымаемая из нефтяной отрасли «сверхприбыль» составляет слишком значительную часть государственного бюджета, политика Минфина РФ,

СРАВНЕНИЕ ОБЪЕМОВ ИНВЕСТИЦИЙ ГРУППЫ «ГАЗПРОМ» И ХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РФ, млрд руб.

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Группа «Газпром»	1 042,6	1 553,1	1 349,1	1 397,2	1 262,1	1 641	1 369,1	1 405,8	1 496
Химическое производство в РФ	112,9	162,6	212,3	238,8	261,5	347,7	411,3	430,0	511,0

Источники: «Газпром» в цифрах, 2017. Справочник; Инвестиции в России. 2017: Стат. сб./Росстат. – М., 2017, стр. 45, Рурес

при поддержке ЦБ РФ, направлена на поддержание объемов поступлений от нефтяной отрасли. При росте цен на нефть – за счет увеличения налоговых ставок, при их снижении – за счет девальвации рубля и в конечном итоге за счет снижения уровня жизни населения (см. «Динамика изменения цен на нефть марки Urals и курса доллара»).

ВЫХОД ИЗ ЗАМКНУТОГО КРУГА

Кардинальное решение проблемы роста внутренних цен на нефть и нефтепродукты, обусловленной задачами наполнения государственного бюджета, связано с сокращением доли налогов, поступающих от нефтяной отрасли в общем объеме доходов федерального и региональных бюджетов.

Например, в настоящее время в Иране нефтехимия занимает вторую строчку в списке источников пополнения государственного бюджета после нефтегазовой отрасли. В 2013 году мощность химических производств в ИРИ составляла 27 млн тонн, сейчас она превышает 60 млн тонн, а к 2021 году увеличится до 92 млн тонн. Поставлена задача увеличить номинальную мощность производства нефтехимической продукции почти до 120 млн тонн к 2025 году.

Представляется целесообразным создавать условия, стимулирующие крупнейшие нефтяные и газовые компании, направлять часть прибыли в развитие нефтегазохимии, а также химических производств

В России неоднократно озвучивалась задача перехода от сырьевой экономики к экономике с развитой обрабатывающей промышленностью, включая высо-

котехнологичные отрасли. Но отраслевая структура в средне- и долгосрочной перспективе определяется структурой инвестиций в текущем периоде. Однако динамика данных инвестиций в период с 2010-го по 2016 год показывает, что доля сектора добычи топливно-энергетических полезных ископаемых увеличилась с 12,7 до 17,9%, а доля инвестиций в производство кокса и нефтепродуктов – с 2,2 до 3,5% в 2014 году, затем, при проведении налогового маневра, она снизилась до 2,5% к 2016 году. Кроме того, в 2018 году произошло сокращение инвестиций в нефтегазохимию на 5 млрд рублей – до 189 млрд рублей (см. «Инвестиции в основной капитал по видам экономической деятельности»).

Можно отметить увеличение доли инвестиций в химическое производство – с 1,2% в 2010 году до 2,8% в 2016-м. Однако эта доля в шесть раз меньше доли инвестиций в добычу топливно-энергетических полезных ископаемых. Объем вложений в химическую отрасль в 2018 году был меньше инвестиций Группы «Газпром» почти в три раза (см. «Сравнение объемов инвестиций Группы «Газпром» и химической отрасли РФ»).

Таким образом, динамика отраслевой структуры инвестиций свидетельствует о том, что в ближайшие годы не ожидается изменения отраслевой структуры ВВП. То есть сохраняется сырьевой характер экономики, и основными отраслями по-прежнему будут нефтяная и газовая. На эти же отрасли приходится и основная доля получаемой прибыли, которая является основным источником инвестиций для новых производств. Поэтому представляется целесообразным создавать условия, стимулирующие крупнейшие нефтяные и газовые компании направлять часть прибыли в развитие нефтегазохимии, а также химических производств. В том числе необходимо, отказавшись от проведения налогового маневра, сохранять низкие цены на нефть и нефтепродукты, обеспечивающие рентабельность перспективных нефтегазохимических и химических производств. 



Златая жила для черного золота

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»

Российский нефтегазовый комплекс сегодня испытывает двойное давление. С одной стороны, несмотря на рост нефтяных котировок, рынок углеводородного сырья по-прежнему остается весьма волатильным, и нет никаких гарантий, что поток доходов от экспорта нефти и газа останется стабильным. С другой стороны, санкционное давление на Россию ограничивает приток иностранных инвестиций в отечественный НГК.

Каковой же будет реакция на эти вызовы? И, главное, где находится та «золотая жила», которая могла бы стать источником долгосрочного финансирования новых нефтегазовых проектов? Надо ли искать ее на международных рынках капитала или лучше мобилизовать внутренние российские ресурсы? На эти вопросы пытались дать ответ участники пленарного заседания «Инвестиции в российский нефтегазовый сектор в текущих экономических условиях» в рамках 15-го Российского нефтегазового конгресса.

ДЕНЬГИ ЕСТЬ

Как отмечает исполнительный вице-президент «НьюТек Сервисез», профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Валерий Бессель, введенные против России санкционные ограничения не отменяют необходимости поиска инвестиций для реализации новых проектов в нефтегазовом комплексе. Но прежде чем выстраивать инвестиционную стратегию, необходимо правильно оценить текущее состояние и перспективы развития мировой экономики в целом и ее энергетического сектора в частности.

Введенные против России санкционные ограничения не отменяют необходимости поиска инвестиций для реализации новых проектов в нефтегазовом комплексе

Так, на сегодняшний день лидером по размеру ВВП (по паритету покупательной способности) является Китай, на втором месте находятся США, на третьем – Индия. А Россия делит пятое-шестое места с Германией. При этом нетрудно заметить, что в экономическом плане мир уже стал биполярным: совокупный ВВП стран БРИКС сравнялся с аналогичными показателями США и Евросоюза.

Как подчеркивает В. Бессель, большой интерес представляет и динамика роста ведущих экономик мира. Так, в 1991 году ВВП Китая и России находились примерно на одинаковом уровне (\$1,26 трлн и \$1,17 трлн, соответственно), но к 2017 году китайская экономика выросла в 18,42 раза (до \$23,3 трлн), а российская – лишь в 3,22 раза (до \$3,75 трлн). Кроме того, с 2013 года Китай по объему ВВП опережает США (американская экономика с 1991 года выросла в 3,14 раза, с \$6,17 трлн до \$19,39 трлн).

«Почему так произошло? Ответ очевиден – это было время, когда мы «вколачивали гвозди в гроб коммунизма», затем развивали экономику за счет опережающего роста цен на углеводородное сырье...», – отмечает В. Бессель.

При этом, как полагает эксперт (и он не одинок в этом мнении), российская экономика, по сути, является производной от мировых цен на нефть. Эта гипотеза подтверждается и результатами расчетов – они демонстрируют почти 100%-ю корреляцию этих двух показателей. Правда, волатильность ВВП гораздо ниже, чем у котировок «черного золота». К примеру, в 2008 году цены на нефть выросли на рекордную величину – 37,8%, а ВВП (по паритету покупательной способности) – лишь на 21,1%. А когда в 2015 году котировки обвалились на 48,3%, отечественный ВВП упал только на 3,9%.

Тенденции экономического развития определяют и спрос на энергию. Но при этом динамика роста ВВП в последние десятилетия существенно опережает темпы расширения спроса на энергоресурсы. Если мировая экономика за период 1990–2016 годов выросла в 4,19 раза, то энергопотребление – только в 1,63 раза. То есть

коэффициент опережающего развития равен 2,57. Еще нагляднее данная тенденция в странах ЕС: увеличение ВВП в 2,93 раза, энергопотребления – в 0,98 раза (коэффициент – 2,88). В Северной Америке (Канада, США и Мексика) данный коэффициент чуть меньше, но тоже впечатляет – 2,58. А вот в странах Азиатско-Тихоокеанского региона экономика выросла в 6,73 раза, а энергопотребление – в 3,1 раза. То есть тут наблюдается наиболее низкий коэффициент опережающего развития. Поэтому именно АТР представляет наибольший интерес с точки зрения расширения сбыта российских энергоносителей.

«Анализ этих данных важен для того, чтобы нам понимать, где искать партнеров и кто в большей степени заинтересован в приобретении нашего углеводородного сырья. Очевидно, что это страны АТР, потому что мы в Европе и так хорошо присутствуем. И наша задача сохранить там наши позиции. Увеличить там наши поставки мы системно, на долгосрочную перспективу не сможем», – констатирует В. Бессель.

Спрос на энергию определяет и объем инвестиций в НГК. На пике, в 2014 году, инвестиции в тонну добытого сырья составляли \$108,4, а к 2017 году этот показатель упал до \$59,6. Учитывая, что Россия производит 1,1 млрд тонн нефтяного эквивалента в год, ее инвестиции в нефтегазовый комплекс в период 2001–2017 годов должны были бы составить (исходя из среднемирового показателя) \$70–120 млрд в год. Но реальность далека от подобных цифр. Так, в первоначальном проекте Энергетической стратегии РФ на период до 2030 года предполагалось, что инвестиционная емкость отечественного энергетического комплекса за 22 года составит от \$1,174 трлн до \$1,215 трлн, то есть \$53,4–55,2 млрд в год. Реально же с 2005-го по 2013 год в НГК вкладывалось примерно \$30 млрд в год, а сейчас этот показатель снизился до \$20–22 млрд в год (включая upstream, midstream и downstream). В том числе инвестиции в сектор upstream составляют где-то \$17–80 млрд в год, то есть 75–80% от общих вложений в НГК. Иными словами, наблюдается явное недоинвестирование нефтепереработки и иных подотраслей.

Российская экономика, по сути, является производной от мировых цен на нефть. Эта гипотеза подтверждается и результатами расчетов – они демонстрируют почти 100%-ю корреляцию этих двух показателей

Где же взять деньги для нормального финансирования энергетики? По мнению В. Бесселя, у России для этого есть достаточно большой задел.

Начиная с 2014 года, после объявления антироссийских санкций, общий внешний долг РФ сократился на 37,7%, а в долларах – на 48,2%. А с 2016 года, после проведения ряда мероприятий по адаптации к санкци-

ТРУДНЫЙ ВЫБОР

На развитие российской нефтяной отрасли будут оказывать влияние не только размер инвестиций и конъюнктура мирового рынка, но и политические факторы. В частности, дальнейшее сотрудничество с другими нефтедобывающими странами в рамках формата ОПЕК+.

Как отмечает руководитель направления «Нефть и газ» Департамента анализа фондового рынка компании Citi Research Рональд Смит, в последние годы российская нефтедобыча росла в основном благодаря интенсификации бурения на так называемых brownfield, то есть старых месторождений. При этом ряд новых месторождений, greenfield, не были запущены в эксплуатацию из-за ограничений в рамках сделки ОПЕК+. Либо же они были запущены, но производство на них росло не так быстро, как могло бы.

При этом, как подчеркивает эксперт, разработка большинства новых активов на основе общего налогового режима была бы невозможна. Практически все они осваивались в рамках особых фискальных механизмов, в частности с предоставлением налоговых каникул.

Представитель Citi Research также обращает внимание на то, что сегодня перед Россией, как и перед рядом дру-

гих нефтедобывающих стран, стоит непростой выбор: либо потерять свою долю рынка, либо лишиться части нефтегазовых доходов. В истории развития отрасли подобная дилемма возникала уже не раз. Так, в 1970-х – начале 1980-х годов ОПЕК пыталась поддерживать цены на нефть за счет сдерживания собственной добычи, и в результате котировки достигли рекордного уровня. Но одновременно производство нефти вне ОПЕК выросло, и в результате цены все равно пошли вниз.

Сейчас спрос на нефть по-прежнему растет, хотя уже не такими быстрыми темпами, как в прошлые десятилетия. При этом расширяется предложение со стороны государств, не входящих в ОПЕК, особенно со стороны Соединенных Штатов, которые стали крупнейшими производителями нефти в мире. 15 лет назад США импортировали 14 млн барр/сут. сырой нефти и нефтепродуктов, а в 2018-м – всего 1 млн барр/сут. В ближайшие годы США будут наращивать производство как минимум на 1 млн барр./сут. ежегодно.

Поэтому ОПЕК+ сейчас стоит перед выбором: стремиться удержать высокие цены на нефть или сохранить свою долю рынка.

ям, наметились еще две хорошие тенденции. Первая из них – рост золотовалютных резервов (с \$368 млрд в 2016-м до \$468 млрд к началу 2019-го). В итоге они превысили размер внешнего долга. Вторая тенденция – увеличение заимствований в рублях (с \$83 до \$137 за тот же период). То есть российская экономика начала привлекать деньги с рублевого рынка.

Спрос на энергию определяет и объем инвестиций в НГК. На пике, в 2014 году, инвестиции в тонну добытого сырья составляли \$108,4, а к 2017 году этот показатель упал до \$59,6

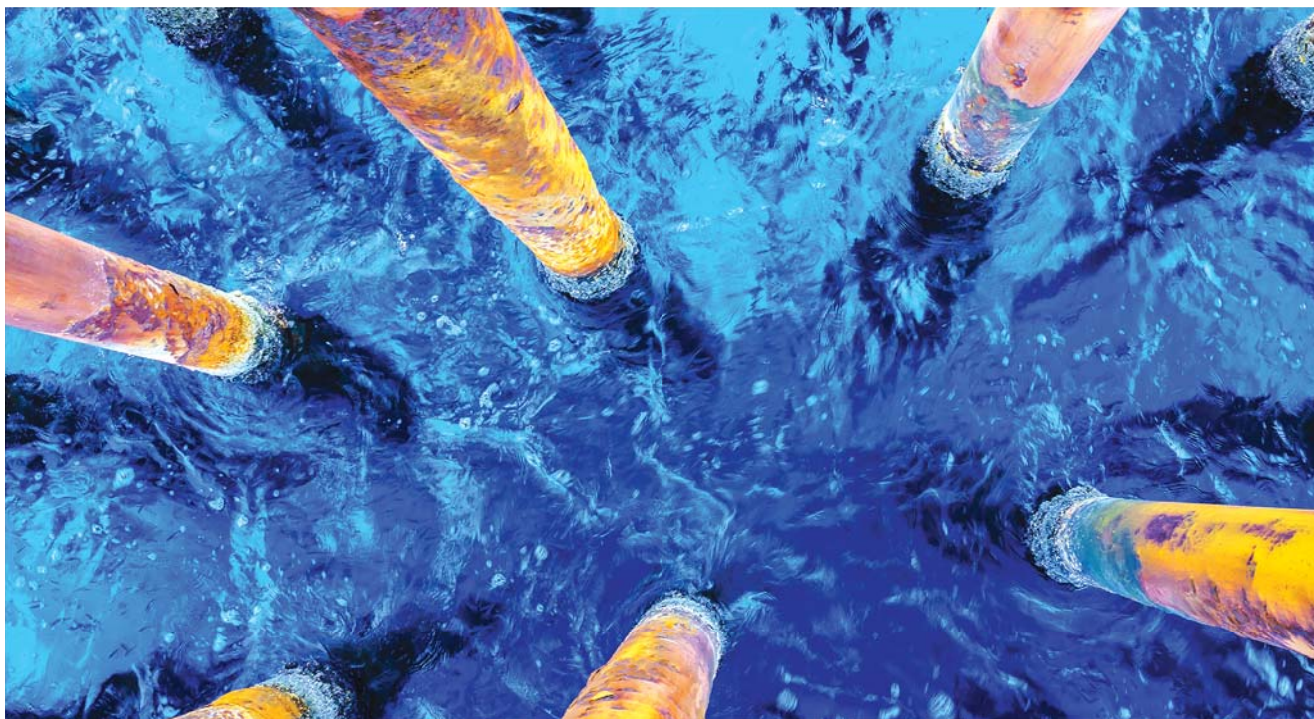
Правда, корпоративный долг небанковского сектора по-прежнему остается очень большим – \$312,3 млрд, в том числе задолженность нефтегазового комплекса составляет около \$240 млрд. Каждый год на обслуживание этого долга тратится \$17–18 млрд (проценты равны в среднем 7,3–7,5% в год). А это примерно эквивалентно стоимости всего сервисного рынка в секторе upstream! «Когда наши заказчики бурят скважину, за которую платят \$3 млн, надо иметь в виду, что эта скважина им стоит \$6 млн. То есть один объем рынка мы отдаем на обслуживание нашего внешнего долга. Это является неприятным фактором развития нашей отрасли. Мало того, что она

недоинвестирована, мы еще отдаем колоссальное количество денег на обслуживание долга, не имея никаких возможностей получить деньги с внешнего рынка», – подчеркивает В. Бессель.

Что же делать? По мнению эксперта, огромный финансовый резерв представляют собой депозитные вклады физических и юридических лиц в российских банках. В период с 2012-го по 2018 год рублевые вклады населения выросли на 124,7% (до 21,41 трлн рублей), а юридических лиц – на 149,3% (до 11,47 трлн рублей). За этот же период вклады населения в иностранной валюте и драгметаллах увеличились с \$69,34 до \$87,87 млрд (на 26,7%), а юридических лиц – с \$56,85 до \$80,95 (на 42,4%). С одной стороны, такая динамика демонстрирует, что финансовая система страны устойчива и деньги в ней есть. С другой стороны, она свидетельствует о том, что в России некуда инвестировать свободные средства.

Поэтому, как подчеркивает В. Бессель, можно утверждать, что потенциал инвестиций в России огромен, хотя мы постоянно слышим и читаем о том, что денег у нас нет. Всего вклады россиян (физических и юридических лиц) достигают \$670 млрд, золотовалютные резервы – \$468 млрд. Итого \$1,138 трлн. При этом достаточно странно выглядит ситуация, когда мы начинаем в панике искать несколько миллиардов долларов на реализацию того или иного крупного нефтегазового проекта.

«Нам надо создавать инвестиционный рынок в России. Делать инвестпроекты – понятные, честные и прозрачные для инвесторов. И тогда эти деньги перетекут в инвестпроекты, и мы найдем средства для развития нефтегазовой отрасли. Ожидать, пока с нас снимут санкционное



давление, это абсолютно нереально. Надо понять, что мы богатая страна. Иначе мы будем вечно искать какие-то деньги, хотя у нас в резерве более \$1 трлн», – резюмирует эксперт.

ДРАЙВЕР ЭКОНОМИКИ

Анализу взаимосвязей между общим экономическим развитием и нефтегазовым комплексом уделил внимание и другой оратор – глава постоянного представительства Международного валютного фонда в РФ Габриэль Ди Белла. Он отметил, что эта связь выражается как в краткосрочных, так и в долгосрочных тенденциях. При этом экономика оказывает на нефтяной сектор и прямое, и косвенное воздействие (через макроэкономическую и фискальную политику).

Огромный финансовый резерв представляют собой депозитные вклады физических и юридических лиц в российских банках

Прямая связь между нефтяным комплексом и экономикой очевидна. Эксперт напоминает, что в «золотой период» российской экономики, в начале 2000-х годов, ВВП страны рос более чем на 7% в год. Но затем наступил финансовый кризис и динамика существенно упала. Она еще более снизилась после введения санкций в 2014 году.

Что же касается нефтяной отрасли, то она на протяжении «золотой эры» также демонстрировала существенный рост, до 4% в год. «Но поскольку нефть – ресурс невозобновляемый, в долгосрочной перспективе она не может служить фактором, который движет экономику. Должны быть другие сектора, которые должны взять на себя эту роль», – подчеркивает эксперт.

Тем не менее нефтяная отрасль, на которую приходится около 20% ВВП, еще в течение длительного времени останется важнейшим сектором российской экономики. Поэтому здесь и сейчас нужны инвестиции для ее развития.

«Пока будут оставаться нефтегазовые ресурсы, которые можно извлекать, в Россию будут приходить иностранные инвестиции. Благодаря налогообложению существенная их часть будет поступать в федеральный бюджет... В последние 15 лет на нефтегазовые доходы приходилось 40–50% всех бюджетных поступлений. Разумеется, федеральное правительство может тратить эти ресурсы по-разному. Это будет оказывать косвенное влияние на экономику в целом», – отмечает Габриэль Ди Белла.

При этом, поскольку цены на нефть волатильны, то и выручка от добычи и объем бюджетных доходов также существенно колеблются, что может негативно влиять на стабильность экономики. А значит, и на размер налоговых льгот для нефтяной отрасли, приводя к ухудшению инвестиционного климата в НГК. Иными словами, образуется такой «круговорот нестабильности». Как вырваться из этого порочного круга?

«Хорошая новость заключается в том, что после нескольких попыток правительство ввело новый фискальный механизм – бюджетное правило, который

ВЗГЛЯД В БУДУЩЕЕ

Крупные инвестиции необходимы не только для развития традиционных отраслей НГК, но и для создания принципиально новых энергетических секторов, которые будут формировать облик энергетики будущего. К числу таковых относится, к примеру, водородная энергетика. О ее перспективах в ходе форума рассказал Тобиас Шухман, представитель компании Uniper Global Commodities SE.

«Многие думают, что в будущем будет доминировать какая-то одна технология. Я полагаю, что это ошибка. Когда говорят о возобновляемых источниках энергии, считается, что нужно просто создать новые мощные аккумуляторы и проблема эффективности ВИЭ решится. Но человечеству нужна недорогая энергетическая система, которая будет экологически устойчива. Если опираться только на питание от аккумуляторов, то, возможно, мы построим низкоуглеродную экономику, но эта энергия будет очень дорогой. Поэтому наша задача – обеспечить наличие всех возможных технологий, которые позволят нам двигаться в будущее», – отмечает эксперт.

По его мнению, огромные возможности связаны с использованием природного газа. Это очень гибкий ресурс, который находит спрос в разных отраслях экономики и в различных

формах. В частности, он может быть преобразован в водород. Уже сегодня водород широко применяется в химической отрасли и для производства удобрений, однако это приводит к существенным выбросам в атмосферу углекислого газа. Поэтому стоит задача создать технологии, которые позволили бы получать водород без эмиссии CO₂. Прототипы уже имеются, но необходимо продолжать исследования в данном направлении.

Дальнейших исследований и значительных инвестиций потребует также переориентация существующих мощностей по транспортировке и хранению метана на использование водорода.

«Мы смотрим на перспективу до 2050 года и далее, поэтому есть высокий риск того, что данные планы не будут реализованы. Но существует и сценарий, согласно которому метан будет преобразовываться в водород. Благодаря этому мы получим энергосистему, которая, с одной стороны, будет недорогой и экономичной, а с другой стороны – весьма устойчивой. Поэтому я уверен, что нужно вкладывать огромные деньги, для того чтобы получить результаты, которые нам нужны. Благодаря этому мы получим прекрасный способ перейти к низкоуглеродной экономике», – отмечает Т. Шухман.

сейчас работает очень хорошо», – полагает представитель МВФ.

Благодаря этой фискальной реформе было налажено эффективное администрирование доходов от продажи нефти, что позволило сглаживать колебания рыночной конъюнктуры и не вносить дополнительную нестабильность в экономику. «То есть мы видим способность России реагировать на шоки и снижать зависимость от цены на нефть», – признает Габриель Ди Белла.

До введения бюджетного правила наблюдалась прямая зависимость между ценами на нефть и курсом рубля. То есть снижение котировок «черного золота» автоматически означало падение национальной валюты и наоборот. После введения нового фискального механизма цены на нефть колебались в коридоре между \$40 и \$80 за баррель, а курс рубля почти не изменился, он стабильно равен 63–65 руб./\$. «Это де-факто изолирует экономику от тех колебаний, которые мы наблюдаем на нефтяном рынке. И это правильно. Обменный курс должен быть связан с производительностью страны. Раньше изменение курса рубля под воздействием нефтяного фактора приводило к колебаниям себестоимости производства страны, то есть конкурентоспособность всей экономики зависела от конъюнктуры мирового рынка нефти. Но этого уже больше не происходит... Поэтому есть очень существенные преимущества для развития нетоварного сектора», – резюмирует эксперт.

Тем не менее бюджетное правило – это отнюдь не панацея от всех экономических неурядиц. Как еще раз подчеркивает представитель МВФ, доходы от нефти не бесконечны. Разумеется, запасы «черного золота» кончатся не завтра и не в ближайшие годы, но в долгосрочной перспективе они все равно будут исчерпаны. Поэтому федеральному бюджету нужны новые источники пополнения и инвестиций, помимо нефти и газа. «После введения фискального правила мы увидели выравнивание в бюджете, но по-прежнему существенная его часть зависит от нефти. И эту долю надо постепенно, на протяжении очень длительного времени снижать», – рекомендует Габриель Ди Белла.

Вместе с тем представитель МВФ, вслед за Валерием Бесселем, обращает внимание на наличие в России существенных внутренних финансовых ресурсов. Он напоминает, что благодаря действию бюджетного правила и высоким ценам на нефть в последнее время РФ накопила огромные резервы, увеличив свою «подушку безопасности». Сейчас ее объем достигает \$120 млрд и превышает 70% ВВП. Если нынешние тенденции продолжатся, то «подушка» будет расти, что в дальнейшем поможет снизить негативные последствия возможного падения цен на нефть.

Однако совсем не обязательно продолжать накапливать эти финансовые ресурсы, можно вложить часть этих денег в экономику. Эксперт приводит пример Норвегии, которой удалось инвестировать свои нефте-



газовые доходы таким образом, чтобы гарантировать существенный поток средств в национальный бюджет в течение практически неограниченного срока. «Если Россия будет вкладывать часть этих денег, то она должна это делать так, чтобы гарантировать их возврат с прибылью для экономики. Явным выбором здесь является поддержка экспортных секторов, которые будут приносить иностранную валюту в будущем», – отмечает эксперт.

Нефтяная отрасль, на которую приходится около 20% ВВП, еще в течение длительного времени останется важнейшим сектором российской экономики. Поэтому здесь и сейчас нужны инвестиции для ее развития

Иными словами, фактически отечественный нефтегазовый сектор способен не только прокормить себя сам, обеспечив себе достаточный уровень финансирования, но и стать драйвером для настоящего инвестиционного и экономического рывка в масштабах всей страны.

ИНОСТРАННЫЕ ИНВЕСТОРЫ СОХРАНЯЮТ ИНТЕРЕС

Впрочем, наличие собственной финансовой базы вовсе не означает отказа от внешних источников финансирования. Да, санкции весьма затруднили этот процесс, но отнюдь не убавили интереса со стороны иностранных инвесторов к российскому НГК. Эту тему развил в своем выступлении Юрий Андреев, исполнительный директор Нефтяного совещательного форума (в различные годы в состав Совета входило до 50 международных нефтегазовых и сервисных компаний и прямых инвесторов в российскую нефтегазовую отрасль).

«Многие из нас сталкиваются с большими сложностями при ведении бизнеса в России. Но в то же время мы не можем отрицать, что за последнее время многое сделано для улучшения инвестиционного климата в РФ», – подчеркивает Ю. Андреев.

Так, в рейтинге простоты ведения бизнеса, ежегодно составляемом экспертами Всемирного банка, Россия передвинулась со 120-го места в 2012 году на 31-е в 2018-м. Этот рейтинг служит своеобразным индикатором привлекательности для прямых международных инвесторов.

«Российское руководство проявляет целеустремленность в отношении улучшений условий ведения бизнеса... И глава государства, и руководители различных уровней достаточно много делают для совершенствования инвестиционного климата. И это происходит в основном

через диалог с представителями международного бизнеса. Не обделены вниманием и представители нефтегазовой отрасли. Результат этих встреч всегда несет какие-то позитивные изменения и для инвесторов, и для отрасли в целом. Подобные встречи могут быть хорошей практикой в отношении ключевых министерств, занимающихся отраслью, где можно мониторить и в рабочем режиме вести диалог с международными инвесторами», — отмечает представитель Нефтяного совещательного форума.

Роль зарубежных инвестиций в отечественном НГК весьма высока. По словам министра энергетики Александра Новака, объем накопленных инвестиций в нефтедобычу РФ со стороны иностранных инвесторов составляет порядка 30 %.

Благодаря фискальной реформе было налажено эффективное администрирование доходов от продажи нефти, что позволило сглаживать колебания рыночной конъюнктуры и не вносить дополнительную нестабильность в экономику

«Что для нас несут международные инвесторы? В первую очередь, конечно, финансовые ресурсы. Они также несут с собой новые технологические решения, новые практики управления масштабными проектами, внедряют культуру безопасного производства и охраны окружающей среды и ряд других важных для отрасли практик. Это все двигает отрасль вперед. В то же время международные инвесторы многому учатся у российской отрасли», — отмечает Ю. Андреев.

Исполнительный директор Нефтяного совещательного форума в своем выступлении привел несколько ярких примеров благотворного влияния иностранных инвестиций на российский НГК. Так, проект «Сахалин-2» стал истинно революционным для отечественной энергетики. Это был первый интегрированный проект, реализованный в современной России с участием международных инвесторов. В его рамках на дальневосточном шельфе РФ была сооружена первая морская нефтедобывающая платформа. Нефть с месторождений «Сахалина-2» первой достигла потребителей в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Наконец, на Сахалине Россия стала впервые производить СПГ и поставлять его на рынки АТР. Благодаря данному проекту в регионе было создано около 2 тыс. рабочих мест. Было вложено \$25 млрд инвестиций, отчисления в бюджет Сахалинской области составили порядка \$9,5 млрд.

Еще один проект, «Сахалин-1», стал настоящим чемпионом в области технологических решений. При его реализации было пробурено девять из десяти скважин с самым

большим отходом от вертикали в мире. Была построена крупнейшая в мире морская платформа. Впечатляют и экономические показатели проекта: вложено \$15 млрд инвестиций, обеспечено \$6 млрд поступлений в бюджет Сахалина, объем контрактов с российскими компаниями и совместными предприятиями составил \$16 млрд. Было создано 800 рабочих мест.

Хорошим примером служит и деятельность СП «Салым Петролеум Девелопмент». Изначально ожидалось, что активная фаза данного проекта составит 10–12 лет. Но спустя 15 лет после начала его реализации по-прежнему наблюдаются стабильные объемы добычи. По сообщениям самой компании, она обеспечила увеличение объемов извлечения «трудной» нефти на 20 %. Как подчеркивает Ю. Андреев, наработанный в рамках данного проекта опыт повышения КИН может быть распространен на всю российскую нефтяную отрасль.

А немецкая компания Wintershall создала совместное предприятие с «Газпромом», которое с использованием передовых технологий ведет добычу природного газа и газоконденсата из труднодоступных ачимовских толщ. В этот проект вложено 1 млрд евро, существует потенциал увеличения инвестиций до 3 млрд евро.

Революционным во всех отношениях является и проект «Ямал СПГ». «Он буквально ворвался в отрасль со своими новейшими, самыми смелыми решениями, которые только можно себе представить. Самое главное из них заключается в том, что СПГ можно и нужно производить в Арктике. Благодаря этому проекту Россия существенно нарастила свою долю на мировом рынке сжиженного газа, начала развивать новые пути его поставок, выходить на новые газовые рынки, что весьма важно для нашей страны», — отмечает Ю. Андреев.

Примеры удачного международного сотрудничества есть и в сфере downstream. Так, в России с участием зарубежных компаний созданы высокотехнологичные производства смазочных масел. Данная продукция может не только удовлетворять потребности внутреннего рынка, но и поставляться на экспорт. Причем важно, что эти проекты реализуются вдали от крупных городов и от мест нефтегазодобычи. Тем самым формируются новые драйверы экономического развития на региональном и даже районном уровне.

Благодаря действию бюджетного правила и высоким ценам на нефть в последнее время РФ накопила огромные резервы, увеличив свою «подушку безопасности». Сейчас ее объем достигает \$120 млрд и превышает 70% ВВП

«Сложными для отрасли стали 2014–2015 годы в связи с обвалом мировых нефтяных цен и ве-

дением антироссийских санкций. Но нефтегазовая отрасль России довольно спокойно пережила этот двойной шок и, что особенно важно, осталась открытой и привлекательной для международных инвестиций. Зарубежные инвесторы тоже проявляют активный интерес к стратегическим партнерствам, к участию в стратегических проектах, продолжают наращивать производство СПГ, применяют новые технологии для продления активной фазы добычи углеводородов, а также инвестируют в производство и дистрибуцию нефтепродуктов (включая розничные сети АЗС)», – резюмирует Ю. Андреев.

При этом представитель Нефтяного совещательного форума отметил как факторы, стимулирующие приток иностранных инвестиций в отечественный НГК, так и барьеры на их пути. К числу первых относятся уже упоминавшиеся усилия профильных министерств, направленные на стабилизацию налоговых условий для реализации долгосрочных и капиталоемких проектов. «Это как раз тот фундамент, на котором мы действительно можем обеспечить наращивание инвестиций и рост экономики в целом. Это касается и Арктики, и соглашений о защите и поощрении капиталовложений, и ряда других направлений», – полагает Ю. Андреев.

В рейтинге простоты ведения бизнеса, ежегодно составляемом экспертами Всемирного банка, Россия передвинулась со 120-го места в 2012 году на 31-е в 2018-м

Но при этом, по его мнению, есть и ряд положений, которые достаточно архаичны и мешают отрасли разви-

ваться. Например, необходимо снять ограничения на экспорт геологической информации. Это позволило бы зарубежным инвесторам обрабатывать геологические данные на лучших мировых площадках и достигать синергии за счет объединения результатов исследований российских и иностранных специалистов. В результате было бы обеспечено более точное и эффективное планирование разработки углеводородных месторождений.

Роль зарубежных инвестиций в отечественном НГК весьма высока. Объем накопленных инвестиций в нефтедобычу РФ со стороны иностранных инвесторов составляет порядка 30%

Кроме того, как подчеркивает Ю. Андреев, абсолютно необходимо усилить борьбу государства с контрафактом на рынке нефтепродуктов. Именно наличие поддельной продукции сегодня сдерживает инвестиции в развитие нефтепереработки, в том числе в производство современных смазочных материалов.

«Говорят, что денег нет. Мы посчитали буквально на калькуляторе, и получилось, что в России накоплено порядка \$100 млрд прямых инвестиций в нефтегазовую отрасль. В последние пять лет инвестиции продолжились, динамика не снизилась. Мы считаем, что перед нами стоят серьезные вызовы и нужно совершенствовать инвестиционный климат, и это можно делать с участием нашего форума. И итог всегда будет положительным, если есть добрая воля и наши объединенные усилия», – призывает руководитель Нефтяного совещательного форума. 



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru





НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

www.ngv.ru

КТО ВЛАДЕЕТ ИНФОРМАЦИЕЙ, ОБРЕЧЕН НА УСПЕХ!

Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль» издается более 20 лет. Занимает лидирующие позиции в сегменте нефтегазовых СМИ России. Журнал ориентирован на руководителей и специалистов предприятий топливно-энергетического комплекса, политиков и представителей органов власти, профессионально интересующихся проблемами ТЭК. Издание тесно взаимодействует с Министерством энергетики России.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ. ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!



argusmedia.com

3-я международная конференция
**Argus Нефтегазовый рынок
Казахстана и Центральной
Азии 2019**

27—28 июня 2019 · Алматы, Казахстан
The Ritz-Carlton, Almaty

Отдел Конференций Argus Media

Тел.: +7 (495) 933-75-71

moscowconferences@argusmedia.com

Нефтепродукты

Мы освещаем рынки

Котировки и аналитика

Исследования

Конференции

Гордость у нас в природе



Отправьте на 3443
ЛЕО И СУММУ
Например: ЛЕО500

Помогите леопарду
вернуться домой

leopard.ru



ПАРТНЕРЫ ПРОГРАММЫ: МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РФ, СОЧИНСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ПАРК, КАВКАЗСКИЙ ЗАПОВЕДНИК, ИПЭЗ РАН, МОСКОВСКИЙ ЗООПАРК, WWF РОССИИ, МЕЖДУНАРОДНЫЙ СОЮЗ ОХРАНЫ ПРИРОДЫ (МСОП), ЕВРОПЕЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ЗООПАРКОВ И АКВАРИУМОВ (ЕАЗА).