

25-я КАЗАХСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ  
**НЕФТЬ И ГАЗ**

25th KAZAKHSTAN  
INTERNATIONAL

**OIL & GAS**

EXHIBITION AND CONFERENCE

[www.kioge.ru](http://www.kioge.ru)

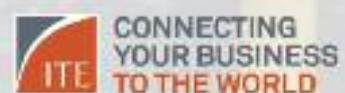
**4-6**  
ОКТАБРЯ / OCTOBER  
**2017**

КАЗАХСТАН, АЛМАТЫ  
KAZAKHSTAN, ALMATY

ГЛАВНАЯ  
НЕФТЕГАЗОВАЯ  
ВЫСТАВКА  
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

THE LEADING  
OIL & GAS EVENT  
IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР  
ORGANISED BY



ITE МОСКВА  
+7 (499) 750 0828  
oil-gas@ite-expo.ru  
[www.kioge.ru](http://www.kioge.ru)

ITE GROUP PLC  
+44 (0) 207 596 5011  
og@ite-events.com  
[www.oilgas-events.com](http://www.oilgas-events.com)

# Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ

Июль –  
август  
2017

<https://neftrossii.ru>

США: новый доминант  
углеводородного рынка

Россия – ОПЕК: компромисс  
важнее конкуренции

Нефтепереработка  
в тисках профицита

Грядёт ли газовый передел?

Морские платформы  
остаются без работы

НЕФТЬ РОССИИ № 7-8 2017

## Энергетические прогнозы: нет пророка в своём отечестве

# Компас для отрасли

Чтобы ответить на нарастающие внешние вызовы, надо иметь собственную систему анализа и прогнозирования развития глобальной энергетики

Валерий АНДРИАНОВ

Нынешний кризис на глобальном нефтяном рынке, по мнению многих экспертов, коренным образом отличается от всех предыдущих. И отличие это заключается в том, что сегодняшние пертурбации обусловлены более широким кругом различных факторов, зачастую носящих малопредсказуемый характер. Безусловно, и раньше скачки и обвалы цен на «чёрное золото» были связаны с совершенно разными обстоятельствами. Это и «нефтяные войны» между ОПЕК и развитыми государствами, и долгосрочные экономические и технологические циклы, и, наконец, игры биржевых спекулянтов. Но, пожалуй, только сегодня все эти факторы объединились «в одном флаконе», а к ним добавился ещё целый букет новых, плохо прогнозируемых рисков. К их числу относятся развитие альтернативной энергетики, неясные перспективы экономического роста в Азии, выход на мировую арену новых поставщиков энергоресурсов (традиционных и «альтернативных»). На этом фоне крайне затруднены как прогнозирование будущего глобальной энергетики, так и выработка стратегии действия каждого из участников нефтегазового рынка.

В частности, после прихода к власти в США Дональда Трампа претерпела существенные изменения энергетическая политика Соединённых Штатов. Вашингтон теперь намерен играть «первую скрипку» на мировых рынках углеводородов, в первую очередь в Европе. Однако другие ведущие поставщики нефти и газа не собираются сдавать свои позиции. Так, расширив объёмы поставок намерены Норвегия, Иран и Ирак. Безусловно, всё это создаёт угрозы российскому углеводородному экспорту (подробнее см. статью М. Кутузовой «Новый доминант»).

Активная экспансия США чревата не только тем, что она усиливает дисбаланс спроса и предложения на мировом нефтяном рынке. Она способна и вовсе разрушить хрупкий мир между основными поставщиками, сложившийся было в результате заключения соглашения «ОПЕК+». Ибо Америка традиционно действует по методу «разделяй и властвуй».

«Вашингтон вполне логично предполагал сыграть на ожидаемом обострении конфликта интересов Москвы и Эр-Рияда. Но согласованные действия России и Саудовской Аравии обернулись для американских операторов далеко не однозначными результатами», – отмечает наш автор К. Сергеев (см. статью «Трое в лодке, не считая проблем»).

Достаточно драматично складывается ситуация и на рынке нефтепродуктов. Если в сфере торговли сырой нефтью России удаётся достаточно успешно отстаивать свои позиции (в частности, благодаря тому же соглашению «ОПЕК+»), то в области поставок топлива она может столкнуться с серьёзными неприятностями. Так, по мнению Credit Suisse, существующая в РФ структура нефтеперерабатывающей отрасли неэффективна. А налоговый манёвр привёл к увеличению доходов в upstream за счёт

сектора downstream. Расположение многих российских НПЗ может повлиять на их конкурентоспособность на внешних рынках, в особенности начиная с 2020 г. (подробнее см. статью «В тисках профицита и низких цен»).

Помимо обострения борьбы между экспортёрами углеводородов, ещё одним (и относительно новым) вызовом является нарастание конкуренции со стороны новых видов энергоресурсов. На первый взгляд эта угроза не столь и серьёзна. Как отмечает профессор Анатолий Золотухин, до 2050 г. глобальный энергобаланс всё равно будет на 75% обеспечен нефтью, газом и углём. И это несмотря на разговоры про возобновляемые источники энергии (см. интервью «Как наверстать упущенное»).

Вместе с тем, соперниками «традиционных» нефти и газа могут стать не только ВИЭ, но и так называемые нетрадиционные углеводородные ресурсы: нефть сланцевых формаций, метан угольных пластов, газогидраты и т. д. Не исключено, что в обозримой перспективе их использование может оказаться более экономически обоснованным, чем освоение труднодоступных месторождений «обычного» сырья (например, на шельфе Арктики). Поэтому надо своевременно разрабатывать технологии их извлечения. Однако Россия пока не готова ответить на этот вызов.

Ведущие игроки мирового энергетического рынка уже давно уловили эти тенденции и стараются «держать нос по ветру». К примеру, крупнейшая транснациональная корпорация – BP – ещё в конце 1990-х начала широкую диверсификацию своей деятельности. Сегодня BP является одним из крупнейших в мире производителей солнечных батарей и имеет серьёзные интересы в других отраслях экономики (подробный обзор деятельности компании см. в статье профессора Е. Хартукова «Изменяйся и властвуй»).

На государственном уровне также нужны соответствующие ответные меры на нарастающие внешние вызовы. Но, чтобы их предпринять, надо иметь очень хорошо развитую систему анализа и прогнозирования процессов, происходящих на мировом энергетическом рынке. А её в нашей стране, увы, нет.

«В настоящее время публичные долгосрочные прогнозы развития мировой энергетики разрабатываются не только специализированными международными организациями и правительственными структурами разных стран. В эту деятельность за последние 10–15 лет активно включились крупнейшие мировые энергетические компании... Ну а где подобные прогнозы наших нефтегазовых лидеров, претендующих на роль глобальных энергетических компаний? Где прогнозы Минэнерго России, других правительственных структур? – констатирует доктор экономических наук Алексей Мастепанов (см. статью «Что день грядущий нам готовит?»).

Иными словами, тревогу вызывают не столько сами новые вызовы, сколько отсутствие системы реагирования на них. Если не будет создан свой надёжный «компас для отрасли», то тогда даже мощнейший углеводородный потенциал России не сможет служить гарантией того, что она сохранит прочные позиции на глобальном рынке энергоресурсов. ■

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

16+

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

OIL OF RUSSIA

16+

Журнал Oil of Russia

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-52701,  
выдано 08.02.2013 Федеральной службой по надзору  
в сфере связи, информационных технологий  
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Дмитрий ГУРТОВОЙ  
e-mail: editor@neftrossii.ru

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ  
Академик РАН

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

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

Генадий ШМАЛЬ  
Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН  
Президент Союза производителей нефтегазового  
оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК  
Д. э. н., профессор

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

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

Александр МАТВЕЙЧУК  
К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО  
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН  
Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ  
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор  
Валерий АНДРИАНОВ  
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора  
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работала:  
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА  
Корректор Алла БАБИЧ

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

Сайт: <https://neftrossii.ru>

Отпечатано в типографии

ООО «Типография ТалерПринт»  
109202, Москва, ул. 1-я Фрезерная, д. 2/1, стр. 1

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 22.08.2017

Цена свободная

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

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

Обложка – © ОАО «Газпром нефть».



## NOTA VENE

В. АНДРИАНОВ

## Компас для отрасли

Чтобы ответить на нарастающие внешние вызовы, надо  
иметь собственную систему анализа и прогнозирования  
развития глобальной энергетики

1

## ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

## Как наверстать упущенное

России необходимо восстановить свои позиции по ряду  
стратегических направлений развития нефтегазового  
комплекса. Интервью с профессором РГУ нефти и газа  
им. И. М. Губкина Анатолием ЗОЛУТХИНЫМ

4



## АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

А. МАСТЕПАНОВ,

доктор экономических наук, академик РАН,  
руководитель Аналитического центра энергетиче-  
ской политики и безопасности ИПНГ РАН,  
член совета директоров Института энергетической  
стратегии

## Что день грядущий нам готовит?

Перспективы нефти в долгосрочных прогнозах развития  
мировой энергетики

11



«Газпром нефть»

М. КУТУЗОВА

## Новый «доминант»

Несмотря на начинающуюся экспансию США  
на глобальный энергетический рынок, российские  
нефть и газ сохраняют весьма прочные позиции

20

## СОЦИАЛЬНЫЙ РАКУРС

В. БУЛАНОВ,  
заместитель генерального директора  
по медицинской деятельности ООО «МЕДИС»;  
А. РЫКОВА,

директор департамента корпоративного личного  
страхования ОАО «Капитал Страхование»

## Здоровье сотрудников – главный капитал компании!

Целевая диспансеризация – приоритет корпоративной  
системы охраны здоровья работников организаций  
Группы «ЛУКОЙЛ»

26

## АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КППМГ

А. УСОВ,  
партнёр, руководитель международной практики  
по работе с компаниями нефтегазового сектора  
КППМГ в России и СНГ

## Энергия будущего – СПГ

Рынок сжиженного газа имеет очень хорошие перспективы,  
но нуждается в определённых трансформациях

28



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

**ОБОРУДОВАНИЕ**

К. СЕРГЕЕВ

**Платформы остаются без работы**

Падение цен на нефть и политические пертурбации негативно сказались на рынке морских буровых установок

33

**ДЕЛА КОМПАНИЙ**

Е. ХАРТУКОВ,

профессор кафедры менеджмента, маркетинга и внешнеэкономических связей МГИМО, генеральный директор Центра нефтегазового бизнеса, руководитель Группы анализа и прогнозирования мирового энергосырьевого рынка, доктор экономических наук

**Изменяйся и властвуй**

Несмотря на все трудности и трансформации, компания ВР сохраняет свои лидирующие позиции в глобальном нефтегазовом бизнесе

39

**ПЕРЕРАБОТКА**

М. КУТУЗОВА

**В тисках профицита и низких цен**

Несмотря на неблагоприятные экономические условия внутри страны и рост конкуренции на мировом рынке, отечественные компании продолжают модернизацию своих НПЗ

47

**ЮБИЛЕЙ**

Д. АНИЩЕНКО, заместитель генерального директора по проектной деятельности ООО «Инфраструктура ТК»

**На благо завода и страны**

Исполнилось 50 лет генеральному директору ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» Алексею Николаевичу Коваленко

52

**ГАЗОВЫЙ РЫНОК**

П. БОГОМОЛОВ, кандидат политических наук

**Грядёт газовый передел**

Что может противопоставить Россия планам США по экспансии американского СПГ на европейский рынок?

56

**БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ**

В. МИШИН

**Мечты о глубокой переработке**

Прикаспийские страны затеяли модернизацию собственных НПЗ, но у каждой из них свой тернистый путь на мировые топливные рынки

62

**МИРОВОЙ РЫНОК**

К. СЕРГЕЕВ

**Трое в лодке, не считая проблем**

Вопреки ожиданиям США, Россия и Саудовская Аравия смогли избежать обострения конкурентной борьбы на нефтяном рынке

66

**ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ**

А. МАТВЕЙЧУК, кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

**Эпопея солеваря из Солигалича**

К 200-летию со дня рождения пионера российского нефтяного дела, видного предпринимателя и мецената Василия Кокорева

71

# Как наверстать упущенное

России необходимо восстановить свои позиции по ряду стратегических направлений развития нефтегазового комплекса

Россия обладает уникальными запасами углеводородных ресурсов – как традиционными, так и нетрадиционными – от сланцевых нефти и газа до газогидратов и метана угольных пластов. Но их освоению мешает не только неблагоприятная конъюнктура глобального рынка, но и отсутствие собственных передовых технологий. По сути, ресурсное богатство нашей страны имеет побочный отрицательный эффект. У государства и компаний просто не хватает сил и возможностей как для их полномасштабной разработки, так и зачастую для предварительной оценки. Свою негативную роль сыграли и экономические реформы конца 1980-х – начала 1990 годов, в результате которых оказалась нарушенной преемственность в сфере исследования углеводородного потенциала страны и развития технологий по его освоению.

**Как решить эти проблемы? Своими соображениями на этот счёт на страницах нашего журнала делится известный учёный, профессор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина Анатолий ЗОЛОТУХИН.**

– Анатолий Борисович, стоит ли в обозримой перспективе ожидать серьёзных изменений объёмов ресурсов и запасов углеводородов? Будут ли открыты новые крупные месторождения?

– Вот сколько откроете статистических сайтов – столько и найдёте значений ресурсной базы по углеводородам. Численные показатели могут быть разными, и это естественно, поскольку речь идёт о ресурсах, находящихся в недрах Земли, и точно знать их объём просто невозможно.

## НАША СПРАВКА



*Анатолий Борисович ЗОЛОТУХИН – советник ректората по международной работе, научный руководитель Института арктических нефтегазовых технологий, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина.*

*Старший вице-президент Мирового нефтяного совета, член Русского географического общества, Парижского энергетического клуба, академического совета Европейского энергетического форума, экспертного совета Европейского геополитического форума, экспертного совета по классификации ресурсов Европейской экономической комиссии ООН.*

*Заслуженный профессор Университета г. Ставангера (Норвегия). Почётный доктор Мурманского государственного технического университета. Почётный доктор, заведующий кафедрой Высшей школы энергетике, нефти и газа Северного Арктического федерального университета (Архангельск, Россия).*

*Дважды лауреат премии им. И. М. Губкина. Награждён медалью им. Вернадского за достижения в области науки и техники (2006).*

*Удостоен диплома и золотой медали Европалаты (Eurochambers) за заслуги в развитии науки и образования.*

*Автор более 190 научных работ.*

В целом ресурсная база постоянно пополняется за счёт новых открытий, включения в неё нетрадиционных ресурсов и трудноизвлекаемых запасов. Меняются (точнее сказать, добавляются новые) представления о происхождении нефти, возобновлении запасов и/или регенерации углеводородов. Этот процесс происходит непрерывно, но его интенсивность в разных регионах отличается и может варьироваться от малозаметных до очень существенных. Важно отметить, что регенерация углеводородов происходит всё время.

Как правило, добываемые объёмы нефти замещаются пластовой водой. Постепенно количество попутно извлекаемой с нефтью воды увеличивается, до тех пор пока добыча из такого месторождения не становится абсолютно нерентабельной. Нередки случаи, когда на последней стадии разработки из месторождения поступает 98% воды и только 2% нефти. Обычно освоение таких объектов не возобновляется (то есть по достижении указанных показателей обводнённости скважины ликвидируются и компания-оператор уходит с месторождения). Однако зарегистрировано множество случаев, когда добыча на ранее обводнённых и заброшенных месторождениях (в силу различных причин) возрождается. И скважины опять начинают давать чистую нефть. Такими были месторождения Грозного после Великой Отечественной войны и после чеченских войн. Подобные промыслы есть в разных странах. В чём здесь секрет? На этот счёт существуют разные теории.

Есть такое понятие, как коэффициент нефтеотдачи. В среднем по миру он составляет около 35%. В Эквадоре есть месторождение с коэффициентом около 700%! Как это возможно, спросите вы? Одно из объяснений таково: там происходит интенсивная регенерация углеводородов и их миграция в истощённые

пласты. Откуда идёт этот приток? Это могут быть нефтематеринские породы, богатые углеводородным материалом органического происхождения. Органический материал – это останки представителей наземной, морской и речной флоры и фауны, погружающиеся в процессе осадконакопления всё глубже и глубже. Они подвергаются воздействию возрастающей температуры и давления и за многие миллионы лет превращаются в кероген, служащий исходным материалом для дальнейших превращений в торф, уголь, нефть или газ. Наличие достаточного зрелых материнских пород в регионе может быть одним из объяснений миграции углеводородов и регенерации залежей.

Есть и другая теория. Российскими и американскими учёными доказано, что оксид железа, карбонатные породы и вода при высокой температуре вступают в реакцию с образованием углеводородов парафинового ряда, типичными представителями которых являются метан, этан, пропан, бутан и т. д. А это означает, что нефть и газ могут оказаться возобновляемыми источниками энергии, поскольку объёмы, генерируемые в мантии земли, многократно превышают потребности человечества в энергии.

Есть и другие теории глубинной генерации углеводородов, согласно которым она происходит гораздо быстрее, нежели это может быть объяснено с позиций органической теории происхождения нефти. Если это и другие предположения подтвердятся, то, вполне вероятно, могут измениться наши представления о нефти и газе в целом и о рациональной системе разработки нефтегазовых месторождений в частности.

Пожалуй, самым большим ресурсом углеводородов являются газогидратные залежи. При определённых термобарических условиях (низкие температуры и высокое давление) молекулы метана захватываются молекулами воды, образуя структуру, называемую кристаллическим клатратом. Она довольно стабильна при невысоких температурах и умеренном давлении. При изменении термобарических условий (например, при повышении температуры) газогидраты распадаются с выделением большого количества углеводородного газа (в основном метана).

Таким образом, газогидраты могут рассматриваться как ещё один, пожалуй, самый большой ресурс углеводородов, на порядок превышающий совокупные объёмы всех остальных известных на се-



«Газпром нефть»

годняшний день форм существования углеводородов. Задача учёных – разработать технологию добычи газа из газогидратных залежей, отвечающую современным требованиям экологической и промышленной безопасности. Это представляет собой проблему, пока далёкую от решения.

**– Но помимо таких перспективных видов углеводородных ресурсов существует ещё и нераспределённый фонд недр, содержащий вполне традиционные запасы...**

– Те месторождения, которые уже открыты и разработка которых представляет интерес с точки зрения бизнеса, находятся в распределённом фонде. Это вовсе не означает, что они сразу вступают в разработку. Некоторые российские компании имеют большое число таких активов, которые по ряду причин они не могут сразу освоить, но и никому не отдадут.

Нераспределённый фонд тоже существует, и он колоссальный. Отдайте любой другой стране такой фонд (пусть даже не с очень хорошими, не очень большими, не совсем понятными запасами) – его возьмут с огромным удовольствием и разведку проведут за свой счёт.

Рассмотрим, к примеру, такую страну, как Саудовская Аравия. Там практически все запасы оценены и распределены, а нераспределённый фонд чрезвычайно мал, если вообще существует. Пойдут ли туда сегодня компании, если там всё занято и практически всё разведано? Есть, конечно же, ещё потенциал, но масштаб не тот.

Другое дело Арктика. Да, здесь нужно вкладывать большие деньги. Но посмотрите, какие тут масштабы, какой потенциал! Совокупная стоимость углеводородов российской Арктики – порядка 36 трлн долларов. Сколько нужно затратить, чтобы добыть эти ресурсы? В шесть раз меньше, то есть около 6 трлн долларов, и то не сразу, а в 45–50-летней перспективе. Но пока у нас нет таких денег, да и технологий, и специалистов маловато. Зато какой масштаб, хотя и риск тоже велик!

Многое из того, что мы называем запасами, пока не исследовано (правильнее такие объёмы углеводородов называть ресурсами). Это касается и традиционных видов УВ. Например, существуют небольшие по запасам залежи, самостоятельная разработка которых экономически невыгодна. Однако если несколько небольших по размерам структур объединить в некую виртуальную структуру, то её освоение может оказаться рентабельным!

Показателен пример Норвегии. Оценки демонстрируют, что включение таких малых по запасам месторождений (около 20 млн т нефти) в ресурсную базу углеводородов может увеличить её масштабы в полтора раза! Уже второе десятилетие норвежцы занимаются технологиями освоения небольших по размерам месторождений (marginal fields). И я уверен, что они скоро найдут решение.

Один из наших аспирантов, Ярослав Ефимов, в своей работе представил, что



объединение многочисленных нефтегазовых структур Баренцева и Карского морей в виртуальные кластеры при той же технологии бурения и разработки может перевести их из разряда экономически неэффективных в эффективные. Конечно, это было только упражнение на тему, но оно показало, что подобную задачу можно решить!

**– Есть мнение, что на суше РФ запасов не меньше, чем в Арктике, и к тому же они более доступны. Что Вы думаете по этому поводу?**

– Денис Храмов, в недавнем прошлом первый заместитель министра природных ресурсов и экологии РФ, на конференции в Норвегии несколько лет назад приводил интересную информацию по запасам. Он говорил, что у нас 95 млрд т нефтяного эквивалента (ТНЭ) подтверждённых запасов и ещё 255 млрд т ресурсов. То есть в сумме это 350 млрд ТНЭ. Считается, что на шельфе российской Арктики содержится около 100 млрд ТНЭ.

Конечно же, на суше у нас больше запасов. Причём имелись в виду только традиционные углеводороды. Кроме того, баженовская свита содержит, согласно оценкам, от 170 млрд до 2 трлн т. Это очень интересный ресурс: есть идеи по его освоению, но нет технологий. Компания «РИТЭК» активно занимается разработкой баженовской свиты. Коэффициент нефтеотдачи на её объектах повышается, но об экономике пока говорить не приходится.

То, что мы делаем в лабораториях, в российских научных центрах, подсказывает: можно повысить коэффициент нефтеотдачи из баженовской свиты в 10 раз, с 4% зрелой нефти до 40%. Этого можно добиться за счёт так называемого термогазового воздействия.

При оценке ресурсной базы углеводородов (и не только) необходимо учитывать, что 2/3 территории России – это Арктика с её вечномёрзлыми породами и множественными трудностями. Чем восточнее, тем дальше на юг продвигается вечная мерзлота. В некоторых местах толщина вечномёрзлых пород достигает 700 и даже более метров.

Кроме Арктики и её газогидратов у нас есть и другие трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные источники углеводородов. В частности, имеются существенные объёмы метана угольных пластов. Россия – не самая богатая им страна, но, например, в Республике Саха половина всех углеводородных ресурсов – это метан угольных пластов.

**– Когда, по Вашему мнению, «дойдут руки» до полномасштабного освоения Восточной Сибири?**

– У нас ни до чего руки не доходят – в этом наша беда. Почему на Западе мы наблюдаем ускоренные темпы научно-технического прогресса? Потому что они занимаются только тем, что у них есть. К примеру, немцы занимаются термальными водами и другими возобновляемыми источниками энергии. Если скон-

центрироваться на чём-то конкретном, то можно достичь в этом серьёзных высот. У нас всего много, и даже очень! Это хорошо, но заниматься всем мы просто не в состоянии. К примеру, в Дагестане большие запасы термальных вод, но до них тоже руки не доходят.

Или те же газогидраты. По их ресурсам Россия, наверное, одна из самых богатых стран в мире. Почему же мы ими не занимаемся? Вернее, занимаемся, но в масштабах, которые не позволяют сосредоточиться на этом направлении и достичь серьёзных успехов. У нас есть Арктика, Восточная Сибирь, огромные объёмы традиционных запасов, тяжёлая нефть.

А сколько у нас углеводородных ресурсов, приуроченных к сланцевым залежам? Мы пока не проводили серьёзную оценку. Американская геологическая служба в 2014 г. опубликовала на сайте Министерства энергетики свои расчёты. Согласно им, в России порядка 170 млрд т лёгкой нефти, которая находится в сланцах. У нас же руки не дошли даже до собственной оценки...

**– Какова Ваша оценка тенденции изменения объёмов добычи?**

– Для того чтобы объём добычи был устойчивым, нужна хорошая цена на нефть. То есть в мире соотношение спроса и предложения должно быть уравновешенным. К сожалению, в нефтяной промышленности такого практически не бывает, потому что отрасль инерционная и мгновенного отклика на измене-

ния спроса дать не может. Сейчас поставки равновесны спросу. И неизбежно растёт цена на нефть.

Какая цена сохранит добычу на уровне спроса? В этом году среднегодовой прогноз – не выше 60 долларов за баррель. Полагаю, что при сохранении нынешних условий к 2019 г. цена должна была бы вырасти до 90–100 долларов за баррель и на этом уровне закрепиться. Такая цена была бы справедливой, она достаточна для обеспечения добычи нефти на должном уровне.

Сейчас считается, что до 2050 г. глобальный энергодолг будет на 75% обеспечен нефтью, газом и углём. И это несмотря на разговоры про альтернативные источники энергии. Не стоит забывать, что и для них нужна нефть, пусть даже в небольших количествах.

Даже если нефть и газ как первичные энергоресурсы исчезнут, потому что будут вытеснены альтернативными источниками, они всё равно останутся на долгие десятилетия в качестве сырья для нефтегазохимической промышленности. Их заменить, увы, нечем!

**– Какие нефтегазовые и нефтехимические проекты Вы считаете наиболее важными на обозримую перспективу?**

– На мой взгляд, это проект «ЗапСиб-Нефтехим», строительство третьей линии завода СПГ на Сахалине, «Ямал СПГ» и «Ямал СПГ – 2». То есть большинство из них касается производства СПГ. И это закономерно. В ближайшем будущем Австралия может стать нашим серьёзным конкурентом на газовом рынке АТР. Так, 3-я очередь «Сахалинского СПГ» даст дополнительно 5 млн т сжиженного газа, а Австралия нацелена на производство 70 млн т! Представитель Катара заявил на Пленарной сессии XXII-го Мирового нефтяного конгресса 10 июля 2017 г. в Стамбуле, что его страна в ближайшее время планирует увеличить свои поставки СПГ с 77 до 100 млн т в год! Это уже прямая угроза нашим планам по экспорту сжиженного газа в АТР, и к такой конкуренции тоже нужно готовиться.

Если говорить про инфраструктурные проекты, то здесь можно отметить Северный морской путь. Это сложный, неоднозначный проект. Сейчас через СМП за год транспортируется столько грузов, сколько через Суэцкий канал за один день. Но перспективы – колоссальные, и поэтому нам нужно работать над их осуществлением.

Ещё один масштабный инфраструктурный проект – «Белкомур» («Белое море – Коми – Урал»). Планируется строительство стратегической железнодорожной магистрали, которая напрямую соединит регионы Сибири и Урала с предприятиями Северо-Западного федерального округа. Считается, что это решит множество транспортных и инфраструктурных проблем страны.

**– Как Вы оцениваете состояние и перспективы импортозамещения в нефтегазовой сфере?**

– Во многом благодаря санкциям мы идентифицировали проблемы россий-

но неподготовленные к такому внезапному переходу. Многие компании были приватизированы, другие практически брошены. Раньше существовали государственные заказы, распределение было совершенно иным, и всё работало. Была интеграция между союзными странами. А потом всё оборвалось. Всем пришлось выживать.

Когда к нам пришли иностранные компании, оснащённые современными технологиями, а мы остались с теми, что были, началась не совсем справедливая (точнее, совсем несправедливая) конкуренция. В результате зарубежные сервисные компании захватили огромный сег-



«Газпром нефть»

ской промышленности. Сейчас активное движение идёт снизу вверх. К примеру, начинают объединяться верфи. Они стали «разговаривать» друг с другом, а не драться за рынки, поскольку понимают, что им никто не поможет. Знаете, сколько у нас верфей? Сорок одна, и они все работают! Это серьёзная сила. Мы развиваемся и становимся сильнее.

У нас один из лучших в мире стальной прокат. «Уралмаш» сейчас делает очень качественные буровые вышки. Просто гордость испытываешь! И для моря начинают делать буровые, в том числе и с верхним приводом (то, что давно уже на западе работает). Там всё до винтика made in Russia.

По поводу импортозамещения скажу так: если санкции продлятся ещё два-три года, то мы будем успешными по многим направлениям.

**– Однако в сфере нефтегазового сервиса пока по-прежнему преобладают зарубежные компании...**

– В результате перестройки мы попали из одной системы в другую, абсолют-

мент рынка. Можно ли винить их в том, что они выиграли эту битву? Нет, ведь это, как говорят на Западе, – «бизнес, ничего личного». Винить в том, что мы проиграли, нужно только самим себя.

Компании, прочно обосновавшиеся на нашем рынке, хорошо интегрировались в российскую систему, заботятся о подготовке кадров в РФ. Они поддерживают как отдельных студентов, так и целые программы. При этом внимательно следят за успехами студентов и берут лучших из них к себе в компании на хорошую зарплату. Ребята продолжают учиться и там, не сидят на одном месте и на одной должности. Сначала Саудовская Аравия, потом Америка, затем Африка или Север. Через 3–5 лет приезжает назад в Россию уже опытный человек, не боящийся никаких трудностей и уверенный в себе, – настоящий специалист.

Использование наставничества, наделение ответственностью и направление молодых специалистов на решение ответственных задач в сочетании с отличной подготовкой базовым и фундаментальным дисциплинам в универси-

тете – вот какой является эффективная подготовка специалиста! Важно отметить: все элементы, перечисленные выше, у нас были (и наставничество, и наделение ответственностью), а некоторые (хорошая теоретическая подготовка) ещё остались. Но только сейчас, почти через 30 лет после начала перестройки, мы постепенно возвращаемся к этому старому и хорошо забытому «лучшему опыту» (best practice), который иностранные компании давно взяли на вооружение и эффективно используют. Внедрение наилучших практик и преемственность в развитии – одни из главных элементов, которые обеспечивают успех компаниям в конкуренции с другими. А вот этой самой преемственности нам часто и не хватает!

В этом контексте можно считать, что перестройка – это от лукавого. Ослабление внимания к постоянной корректировке стратегических задач развития государства и общества, модернизации науки, высшей школы и производства, в конце концов, приводит к тому, что устаревшие формы управления уже не в состоянии справиться с новыми задачами развития общества и нужна перестройка всего уклада жизни, то есть та же революция. Лучше не делать перестроек, но если уж необходимо, то делать это нужно аккуратно, постепенно, не торопясь и не разрушая того, что уже создано. Нельзя делать ставку только лишь на лозунги и «сырые» непроверенные идеи. В противном случае будет так, как у нас получилось, – жестоко, к сожалению. Мы до сих пор зализываем раны. Очень сильно отстали в технологическом отношении. Сейчас стараемся наверстать то, что умели раньше, но упустили. Мы разучились делать многие вещи из-за нарушения внутриотраслевых и межотраслевых связей в период перестройки.

К примеру, мы разучились строить дизельные установки. Так и не научились создавать подводные модули. К сожалению, в этом сегменте у нас 100-процентная зависимость от импорта. И пока мы не умеем строить газовозы (танкеры для перевозки СПГ). Всё остальное умеем и не хуже других. Всё перечисленное, да и многое другое, просто необходимо для освоения Арктики.

**– На развитие каких технологий, по Вашему мнению, надо сделать особый акцент?**

– С точки зрения технологий нам нужны следующие стратегические инициа-

тивы для поднятия отрасли на приемлемый уровень.

Во-первых, геологоразведка. У нас нет хороших судов для сейсморазведки и современного оснащения для регистрации сигналов. Это одно из самых больных мест геологоразведки на море. Не забывайте, что у нас – самый большой по протяжённости и самый богатый по запасам углеводородов, редкоземельных металлов, руд и других ценных минералов шельф в мире. И он же – самый неразведанный в мире. Поэтому нам нужна согласованная программа ГРП. Нужно, чтобы президент страны в своём ежегодном обращении обозначил этот курс.

Во-вторых, освоение доманика и бажена. Почему это важно? Потому что доманиковые породы – это как раз сланцевые провинции, большие по размерам, чем бажен. Всегда выгодно и интересно разрабатывать технологии, которые позволяют добывать значительные объёмы (сотни миллиардов тонн нефтяного эквивалента). Это именно такой случай.

Следующая инициатива связана со сверхтяжёлой нефтью, битумами и совершенствованием методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Над этими методами у нас уже работают. Необходимо поддержать исследования на уровне государства, сделать их приоритетом России.

Почему они нам нужны? У нас снижается средний коэффициент нефтеотдачи. Если в Америке он порядка 42%, то у нас – 29%, то есть почти в полтора раза меньше. Это связано с тем, что в постперестроечное время ослаб надзор за деятельностью компаний и выполнением их обязательств по освоению нефтегазовых месторождений. Заинтересованность некоторых компаний только в получении сверхприбыли и нежелание вкладывать средства в более рациональную разработку неизбежно приводит к снижению коэффициента извлечения нефти. Остающиеся огромные запасы неизвлечённой нефти – громадный потенциал для отечественной промышленности.

Затем – сланцевый газ и сланцевая нефть. Необходимо уделять большее внимание колоссальным объёмам этого нового для страны энергоресурса.

Дальше – биотопливо, нефтехимия, газохимия. Почему важны эти инициативы? Если вы можете продать сырую нефть условно говоря за 1 доллар, то продукт первичной перегонки – за 2,6 доллара, а продукт глубокой перегонки – за 3,7.

И наконец, Арктика и Арктический шельф. Этим направлением Россия уже активно занимается. Но необходимы скоординированные усилия и мотивация на уровне государства, а также серьёзное финансирование научно-технологических и образовательных проектов.

Мы разучились проектировать серьёзные морские сооружения из железобетона. У нас не было потребности в этом. Арктика в России ведь только начинается. А Сахалин в основном был «сделан» компаниями Shell и ExxonMobil. Вместе с тем, нижние строения таких сахалинских платформ, как «Беркут», «Пильтун-Астохская-Б» и «Лунская-А» построены в России. Задача – научиться проектировать и сооружать промежуточные палубы и верхние строения.

**– Какие конкретно шаги должно предпринять государство для решения этих проблем?**

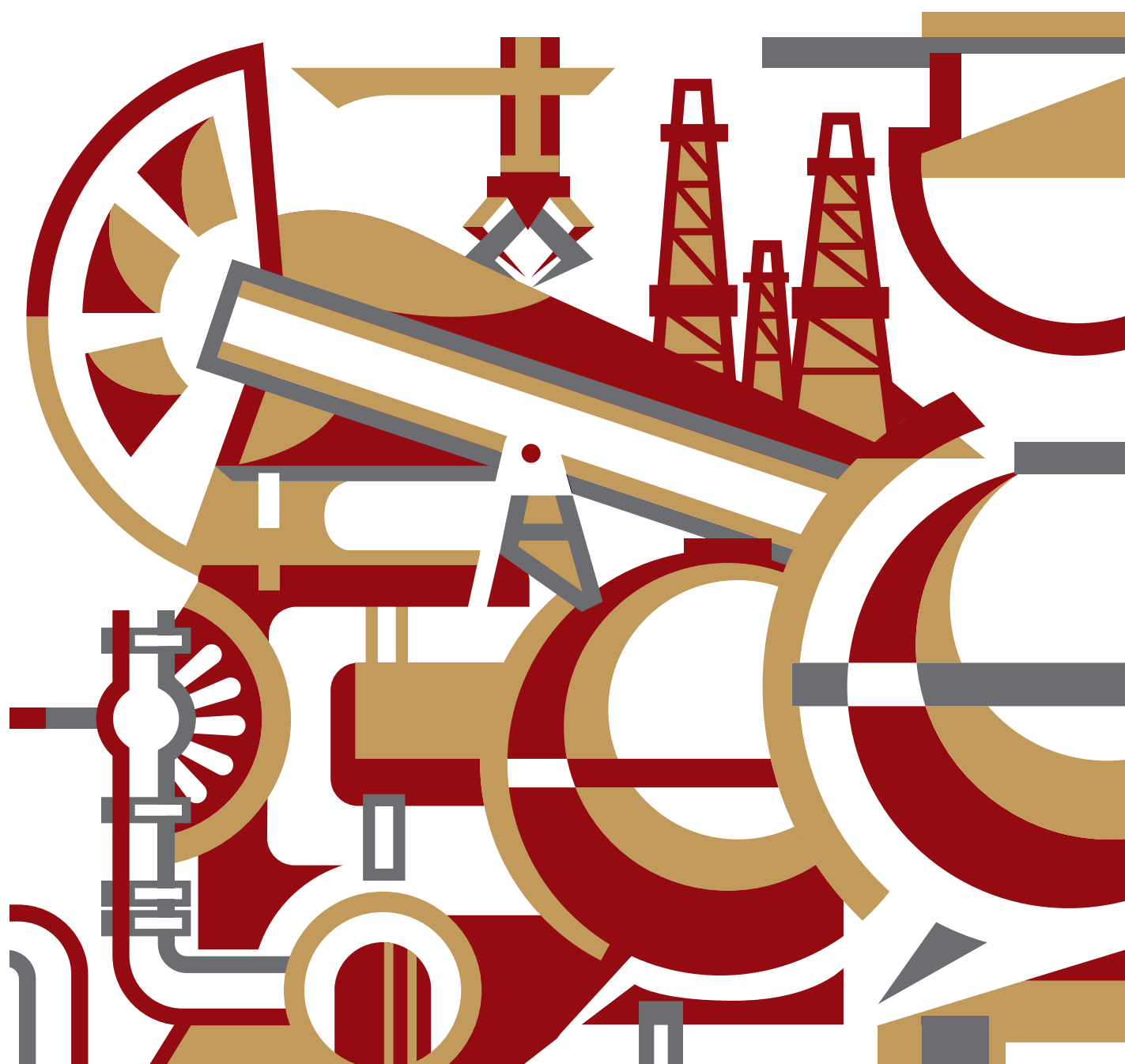
– В конце 2016 г. была утверждена Стратегия научно-технического развития РФ. Согласно этому документу, исчерпание сырьевой модели – типичный вызов. То есть в основе данного документа лежит постепенный отказ от ведущей роли топливно-энергетического комплекса. По-человечески я это понимаю. Да, нужно развивать другие отрасли промышленности. Но избавляться от курицы, несущей золотые яйца, – неразумно. А что у нас сегодня представляет ТЭК? Отчисления в федеральный бюджет – 50%, доля в экспорте – около 70%.

Что нам нужно? Прежде всего, замена фискального режима. Я ратую за модель, существующую во многих странах мира, в том числе в Норвегии. Согласно ей, налог берётся с прибыли, а не с доходов. Вот вы получили 100 млн долларов, заплатили из них зарплату, отдали долги. Затем инвестировали часть суммы для поддержания и развития бизнеса. Допустим, что после всех выплат и отчислений у вас осталось 30 млн долларов, 80% которых пойдут в налоги. Да, налог высокий, но он ведь взимается от маленькой части. Там компании так и живут. Поэтому ни одна из них не ушла с норвежского шельфа, даже в кризис.

Если бы так было у нас, то ТЭК, конечно, только выиграл бы. Но ведь нужно, чтобы не только ТЭК был успешен. Нельзя в одночасье всё взять и поменять только для одной отрасли. Необходимо продумать всю систему. А сегодня этого почему-то не происходит...

**Беседовала Наталья Силкина ■**

Поздравляем  
с Днём нефтяника!



# НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА 2017

Adam Smith  
CONFERENCES



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
САХАЛИНСКОЙ  
ОБЛАСТИ

27-29 СЕНТЯБРЯ 2017 ГОДА  
БЦ «СТОЛИЦА», ЮЖНО-САХАЛИНСК

## ИННОВАЦИИ, ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПАРТНЕРСТВО



**Олег Кожемяко**  
Губернатор  
Сахалинской области



**Александр Медведев**  
заместитель Председателя  
Правления  
ПАО «Газпром»



**Оливье Лазар**  
Президент и Председатель  
концерна Shell в России



**Стивен Давид Батт**  
Президент  
Эксон Нефтегаз ЛТД



**Роман Дашков**  
Главный  
исполнительный директор  
Sakhalin Energy  
Investment Company Ltd.



**НОВОСТИ  
РАЗВИТИЯ ПРОЕКТОВ**



**НОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
СТРАТЕГИЯ РОССИИ**



**СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС:  
2017 ГОД – ГОД ЭКОЛОГИИ**

Генеральный  
Партнёр



Эксклюзивный  
Партнёр Сессии  
и Wi-Fi



Ведущие  
Партнёры



Ведущий Партнёр  
и Партнёр  
делового Кафе



Платиновый Партнёр  
и Партнёр лент  
для бейджей



Платиновый  
Партнёр Выставки  
и Вечернего приёма



Платиновые  
Партнёры Выставки



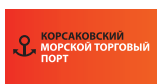
Золотой  
Партнёр Выставки



Серебряные  
Партнёры Выставки



Партнёры



VIP-код на скидку 10% **1127NFTRS**

[www.sakhalin-oil-gas.com](http://www.sakhalin-oil-gas.com)

✉ [asc@adamsmithconferences.com](mailto:asc@adamsmithconferences.com)

☎ +7 495 232 4060

# Что день грядущий нам готовит?

Перспективы нефти в долгосрочных прогнозах развития мировой энергетики\*

Алексей МАСТЕПАНОВ,

доктор экономических наук, академик РАЕН, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, член совета директоров Института энергетической стратегии

О роли нефти в будущем энергообеспечении человечества за последние десятилетия написаны горы книг и статей, опубликованы сотни тысяч мнений и оценок – как ведущих специалистов (энергетиков, экономистов, экологов, транспортников и т. д.), так и политиков и политологов самых различных «цветов» и направленностей. Но судьба этого уникального энергоносителя яснее не стала и по-прежнему тревожит не только экспертов, но и широкую общественность. А диапазон мнений о том, сохранит ли нефть своё значение как основной источник энергии, колеблется от безусловного «нет» до не менее убедительного «да».

И дело уже не в том, что нефти не хватит. Как известно, проблема нехватки нефти и энергии в целом была сформулирована (и обоснована, исходя из того уровня знаний) ещё в середине прошлого века так называемым Римским клубом. И с тех пор человечество развивалось под дамокловым мечом энергетического дефицита. Эта угроза определяла не только общую экономическую и энергетическую политику ведущих стран, но и практические меры правительства и бизнеса. В частности, широкое распространение получила теория «пика Хабберта»<sup>1</sup>, согласно которой эпоха нефти, как и других видов ископаемого топлива, вскоре закончится в связи с истощаемостью их ресурсов. Однако в начале текущего столетия ситуация начала меняться. Развитие науки, техники и технологий открыло человечеству возможность коммерчески эффективного использования в широких масштабах не только возобновляемых источников энергии, но и практически неограниченных объёмов нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья. «Пик нефти», по образному выражению бывшего заместителя министра по международным вопросам Министерства энергетики США, а ныне старшего научного сотрудника Центра по глобальной энергетической политике Колумбийского университета Джонатана Элкayнда, «оказался миражом» [1].

## В поисках пиков

Осознание угроз, связанных с глобальным изменением климата, наряду с технологическими достижениями в области эффективного использования ВИЭ, придало новый импульс дискуссиям о роли нефти. Наступит ли так называемый пик спроса на «чёрное золото», и если «да», то когда? Или его ждёт судьба «пика добычи»? Политика европейских стран, нацеленная на запрет в будущем автотранспортных средств, работающих на бензине и дизельном топливе<sup>2</sup>, вносит целый ряд новых моментов в

эту дискуссию. Каковы будут правила? Как и кем они будут представлены? Каковы камни преткновения? И кого эти решения затронут? [2]. В любом случае, по мнению специалистов аналитической компании ICIS, указанная политика является самым ясным признаком ближайшего энергетического перехода [3].

Попытки найти ответ на эти и другие подобные им вопросы в той или иной мере делаются и в прогнозах развития мировой энергетики, опубликованных в последние годы ведущими мировыми аналитическими центрами. Рассмотрим кратко основные из этих прогнозов.

Но прежде подчеркнём, что прогнозирование, в том числе долгосрочное, является важной составной частью функционирования всей мировой энергетики. В последние десятилетия этим занимаются сотни национальных и международных коллекти-

вов и десятки тысяч специалистов в самых разных странах – и экспортёрах энергоресурсов, и их потребителях. Как отмечают специалисты Аналитического центра при Правительстве РФ [4] и Высшей школы экономики [5], каждый год в мире появляются сотни и даже тысячи новых энергетических прогнозов, отражающих различные точки зрения на будущее энергетики в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе. Они могут быть разовыми или носить регулярный характер, варьироваться по географическому и отраслевому охвату. Их разработкой занимаются и международные организации, и правительственные агентства, и институты разных стран, крупнейшие мировые энергетические компании и специализированные консалтинговые структуры.

Наибольшим авторитетом пользуются следующие долгосрочные энергетические прогнозы глобального уровня:

- «Прогноз мировой энергетики» (World Energy Outlook – WEO) Международного энергетического агентства – МЭА (International Energy Agency – IEA);
- «Международный энергетический прогноз» (International Energy Outlook – IEO) Управления энергетической информации США – УЭИ (АЭИ) США (U.S. Energy Information Administration – EIA);
- «Мировой обзор нефти» (World Oil Outlook – WOO) Секретариата ОПЕК;
- «Сценарии развития мировой энергетики» (World Energy Scenarios) Мирового энергетического совета (МИРЭС – World Energy Council – WEC);
- «Прогноз для энергетики: взгляд в 2040 год» (The Outlook for Energy: A View to 2040) ExxonMobil Corporation;
- «Энергетический прогноз BP» (BP Energy Outlook);
- «Сценарии Shell» (Shell Scenarios) и т. д.

Растёт признание и «Прогноза развития энергетики мира и России до 2040 года» Института энергетических исследований РАН и Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации (далее – ИНЭИ-Аналитический центр, ИНЭИ-АЦ), первый выпуск которого был сделан в 2013 г.

\* Статью из данной серии о природном газе см. в «Научном журнале РГО», № 3, 2017.

<sup>1</sup> Напомним, что эту теорию ввёл в оборот в 1956 г. американский геофизик М. К. Хабберт (Marron King Hubbert), который на основе имеющихся у него данных, предсказал пик добычи нефти в США в районе 1970 г., а во всем мире – около 2000 г.

<sup>2</sup> Великобритания стала последней европейской страной, правительство которой в последнюю неделю июля 2017 г. объявило о готовности принять такой запрет с 2040 г. [2].

Табл. 1. Объёмы мирового энергопотребления в 2020 г. и в 2040 г. в прогнозах, сделанных в 2013/2014 и 2016/2017 гг., млн т н. э., базовые сценарии прогнозов

Прогнозы	Прогноз-ный год	Всего	В том числе				
			жидкие виды топлива	природный газ	уголь	атомная энергия	гидроэнергия и др. ВИЭ
IEO-2013	2020	15872	4906	3427	4543	955	2041
	2040	20655	5861	4820	5531	1442	3001
IEO-2016	2020	15849	5145	3484	4249	779	2192
	2040	20539	6200	5328	4541	1159	3311
WEO-2014	2020	14978	4487	3182	4211	845	2254
	2040	18293	4761	4418	4448	1210	3455
WEO-2016	2020	14576	4474	3141	3906	796	2259
	2040	17866	4775	4313	4140	1181	3456
WOO-2014	2020	14894	4404	3442	4335	689	2024
	2040	20345	4941	5502	5516	1151	3235
WOO-2016	2020	14874	4499	3319	4104	769	2183
	2040	18951	4946	5040	4536	1161	3268
WEC-2013*	2020	15359	4610	3607	4323	860	1935
	2040	19730	5518	5159	5350	884	2819
WEC-2016*	2020	14794	4683	3417	3831	815	1790
	2040	16649	4941	4515	3102	947	3145
ExxonMobil-2015	2025	16102	5157	3843	3989	924	2189
	2040	17440	5546	4597	3557	1362	2554
ExxonMobil-2017	2025	15977	5242	3780	3780	882	2293
	2040	17666	5645	4486	3604	1285	2646
BP-2014	2020	14611	4447	3623	4368	704	1469
	2035	17566	4967	4631	4743	860	2365
BP-2017	2020	14 348	4558	3544	3897	712	1638
	2035	17158	5022	4319	4032	927	2858
ИНЭИ-АЦ-2014	2020	15130	4445	3303	4314	822	2245
	2040	18815	4931	4418	4952	1210	3305
ИНЭИ-АЦ-2016	2020	14681	4383	3195	4057	813	2232
	2040	17576	4688	4192	4428	1157	3111

\* В качестве базового сценария условно взят сценарий Jazz в 2013 г. и Modern Jazz в 2016 г. Источники: по данным [10-23].

Некоторый анализ этих и других прогнозов, в том числе с позиций влияния на перспективные уровни энергопотребления низких цен на нефть и ценового фактора в целом, климатической политики, экологических ограничений и др., проведён нами в целом ряде работ, опубликованных в последнее время<sup>3</sup>. В ходе их выполнения были выявлены интересные закономерности.

Так, во всех рассмотренных прогнозах (см. табл. 1), опубликованных в 2016–2017 гг., то есть уже в период низких цен на нефть, объёмы мирового энергопотребления ниже, чем в аналогичных прогнозах, сделанных в 2013–2014 гг.

Особенно это видно на уровне 2040 г. Так, в прогнозах МЭА они ниже на 2,3%, ExxonMobil – на 2,4%, а в прогнозах Секретариата ОПЕК и ИНЭИ-АЦ – почти на 7%<sup>4</sup>. И только у EIA разница минимальная.

В прогнозах, выполненных в разное время, имеются значительные различия и в структуре мирового энергопотребления. Основное из них – рост в ней доли жидких видов топлива при сокращении доли угля, что наблюдается во всех рассмотренных нами прогнозах 2016 г. по сравнению с прогнозами 2013/2014 гг. Такая динамика видна как на уровне 2020 г. (за исключением IEO-2016), так и 2040 г. (см. табл. 2). Данные этой таблицы также свидетельствуют, что в этот период нефть (вернее, жидкие виды топлива<sup>5</sup>) останется одним из основных энергоносителей для мировой экономики. Тем самым новые прогнозы наиболее авторитетных мировых организаций подтверждают выводы, сделанные ранее, в период высоких цен на нефть: углеводородные ресурсы в ближайшие де-

сятилетия (до 2035–2040 гг.) останутся основой мирового энергопотребления [24].

Практически во всех прогнозах в структуре мирового энергопотребления и в 2020 г., и в 2040 г. ожидается также увеличение удельного веса возобновляемых источников энергии, включая гидроэнергию и энергию биомассы (исключение – WEC-2016 в 2020 г. и ИНЭИ-2016 на уровне 2040 г.).

А вот с природным газом ситуация неожиданно весьма неоднозначная, что как раз и отражает отмеченную в начале статьи дискуссию о роли углеводородов в будущем энергопотреблении человечества (в частности, степень учёта климатических и экологических ограничений, включая реализацию Парижского соглашения по климату). Подробнее разобраться в причинах такого отношения к природному газу ещё предстоит.

Анализ рассмотренных в табл. 1 долгосрочных прогнозов потребления нефти свидетельствует, что диапазон (в трёхмерных моделях – конус) основных параметров развития нефтяной отрасли в них достаточно большой. Так, объём спроса на нефть в мире даже в базовых сценариях этих прогнозов колеблется от 4383–4474 млн т н. э. до 4683–5145 млн т в 2020 г. и от 4688–4775 до 5645–6200 млн т н. э. в 2040 г. Соответственно меняются и показатели добычи, в том числе по странам, регионам и источникам сырья.

Ещё больше различаются суммарные объёмы мирового энергопотребления<sup>6</sup>. Значительные расхождения наблюдаются и в оценке прогнозируемой доли нефти в глобальном энергопотреблении (см. табл. 2). С учётом же многочисленных альтернативных сценариев эти различия ещё больше.

## Прогнозы МЭА

Рассмотрим роль нефти в некоторых из этих прогнозов подробнее. Начнём с прогнозов МЭА.

Нефть относится к тем видам ископаемого топлива, мировой спрос на которые

<sup>6</sup> Следует отметить, что прогнозы ведущих аналитических центров базируются на разных методологиях, альтернативных системах измерения, оперируют разной структурой энергопотребления и по-разному определяют «состав» отдельных источников энергии, охватывают различные временные горизонты и географические пространства. Поэтому сравнивать представленные в них показатели можно лишь с учётом этих особенностей. Тем не менее сравнительный анализ энергетических прогнозов широко распространён, поскольку остаются возможности сопоставлять агрегированные показатели, переходить от абсолютных значений к относительным (темпы роста спроса на энергию, доля отдельных источников в энергетическом балансе), выделять тенденции развития, абстрагируясь от конкретных цифр, и т. п.

<sup>5</sup> Кроме нефти, это газовый конденсат, сжиженные углеводородные газы (СУГ), а также биотопливо, жидкое топливо, полученное из природного газа и угля (GTL, CTL) и нефтяные остатки. Для краткости, если не отмечено иное, далее в тексте все эти жидкие виды топлива будут называться просто нефтью.

<sup>3</sup> См., например, [6–9].

<sup>4</sup> Максимальная разница в прогнозах МИРЭС – 15,6%. Но это относится к сценариям Jazz / Modern Jazz. В сценариях Symphony / Unfinished Symphony разница составляет 3%. Подробнее о прогнозах МИРЭС и этих сценариях см. ниже.

**Табл. 2. Эволюция структуры мирового энергопотребления в 2020 г. и 2040 г. в базовых сценариях прогнозов, сделанных в 2013/2014 и 2016/2017 гг., % к суммарному потреблению первичных энергоресурсов**

Прогнозы	В том числе									
	жидкие виды топлива		природный газ		уголь		атомная энергия		гидроэнергия и др. ВИЭ	
	2020 г.	2040 г.	2020 г.	2040 г.	2020 г.	2040 г.	2020 г.	2040 г.	2020 г.	2040 г.
IEO-2013	30,9	28,4	21,6	23,3	28,6	26,8	6,0	7,0	12,9	14,5
IEO-2016	30,2	30,3	25,9	25,9	22,1	22,1	5,6	5,6	16,2	16,1
WEO-2014	30,0	26,0	21,2	24,2	28,1	24,3	5,6	6,6	15,1	18,9
WEO-2016	30,7	26,7	21,5	24,2	26,8	23,2	5,5	6,6	15,5	19,3
WOO-2014	29,6	24,3	23,1	27,0	29,1	27,1	5,6	5,7	12,7	15,8
WOO-2016	30,3	26,1	22,3	26,6	27,6	23,9	5,2	6,1	14,6	17,3
WEC-2013*	30,0	28,0	23,5	26,1	28,1	27,1	5,6	4,5	12,6	14,3
WEC-2016*	31,7	29,7	23,1	27,1	25,9	18,6	5,5	5,7	12,1	18,9
ExxonMobil-2015**	32,0	31,8	23,9	26,4	24,8	20,4	5,7	7,8	13,6	14,6
ExxonMobil-2017**	32,8	32,0	23,7	25,4	23,7	20,3	5,5	7,3	14,3	15,0
BP-2014***	30,4	28,3	24,8	26,4	30,0	27,0	4,8	4,9	10,0	13,4
BP-2017***	31,8	29,3	24,7	25,2	27,1	23,5	5,0	5,4	11,4	16,6
ИНЭИ-2014	29,4	26,2	21,8	23,5	28,5	26,3	5,4	6,4	14,9	17,6
ИНЭИ-2016	29,9	26,7	21,8	23,9	27,6	25,2	5,5	6,6	15,2	17,6

\* В качестве базового сценария условно взят сценарий Jazz в 2013 г. и Modern Jazz в 2016 г.

\*\* В прогнозах ExxonMobil – 2025-й и 2040 г.

\*\*\* В прогнозах BP – 2020-й и 2035 г.

Источники: по данным [10-23].

растёт в большинстве основных прогнозных сценариев МЭА, разработанных в последние годы<sup>7</sup> (см. рис. 1). В частности, в базовом сценарии WEO-2016 (Сценарии новых политик) рост спроса на нефть в период с 2015-го по 2040 г. составляет 14,4%, а в Сценарии текущих политик – 28,2%.

И только в климат ориентированном Сценарии 450 спрос на нефть сокращается на 12,6% по сравнению с 2015 г.

Таким образом, мировое потребление нефти и других видов жидкого топлива в первых двух сценариях вырастет к 2040 г. до 107,7 и 120,6 млн барр./сут (в 2015 г. – 94,1 млн барр./сут), а в Сценарии 450 сократится до 82,2 млн барр./сут.

Основными регионами роста потребления в прогнозах МЭА выступают развивающиеся страны Азии (+12,5 млн барр./сут), в первую очередь Индия и Китай (+6,0 и 4,1 млн барр./сут соответственно), а также Ближний Восток и Африка (+3,0 и 2,6 млн барр./сут соответственно). В то же время в развитых государствах – членах ОЭСР – спрос на нефть к 2040 г. снизится на 11,7 млн барр./сут, в том числе в США – на 4,9, в ЕС – на 4,2 и в Японии – на 1,8 млн барр./сут.

В отраслевом разрезе в Сценарии новых политик доля нефти в суммарном энерго-

<sup>7</sup> В последних прогнозах МЭА развитие мировой энергетики рассматривается в трёх основных сценариях – Сценарии новых политик (New Policies Scenario), который стал базовым, Сценарии текущих политик (Current Policies Scenario) и климат ориентированном Сценарии 450 (450 Scenario).

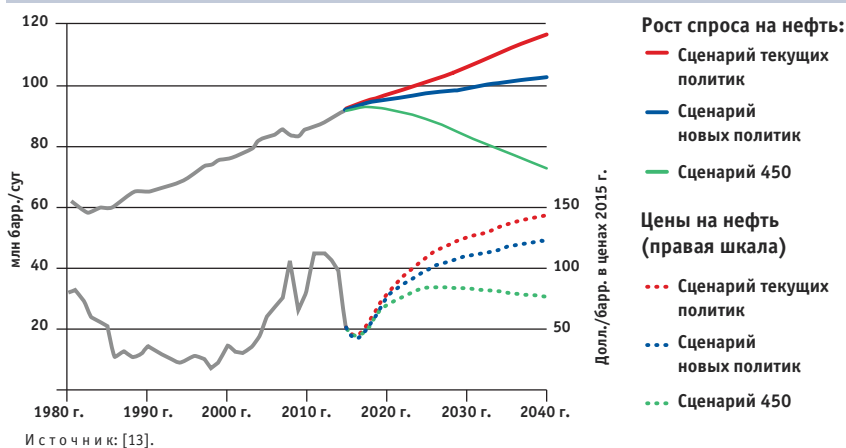
потребления снижается в целом ряде секторов конечного потребления, хотя и в разных объёмах, и разными темпами. Больше всего спрос падает со стороны электроэнергетики (практически вдвое) и строительства (на 21%), а также ряда теплопроизводящих процессов в промышленности.

В то же время со стороны нефтехимии, согласно Сценарию новых политик МЭА-2016, спрос на нефть в рассматриваемый период возрастёт на 4,9 млн барр./сут. А со стороны транспорта – на 8,8 млн барр./сут, в том числе в авиации – на 3,5, в секторе грузовых перевозок автомобильным и железнодорожным транспортом – на 3,4 млн барр./сут (см. рис. 2).

Подобные изменения спроса скажутся и на структуре потребляемых нефтепродуктов (см. рис. 3).

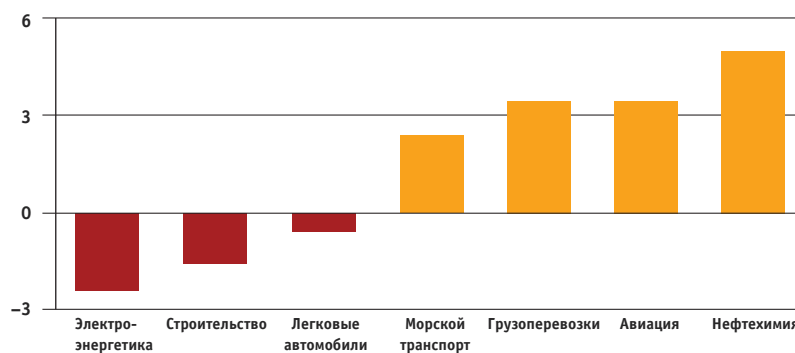
Если в предыдущие пятилетия основной рост спроса приходился на дизельное топливо и бензин, то в предстоящий период в лидеры прироста выходит авиакеросин (реактивное топливо).

**Рис. 1. Динамика мирового спроса на нефть в различных сценариях WEO-2016**



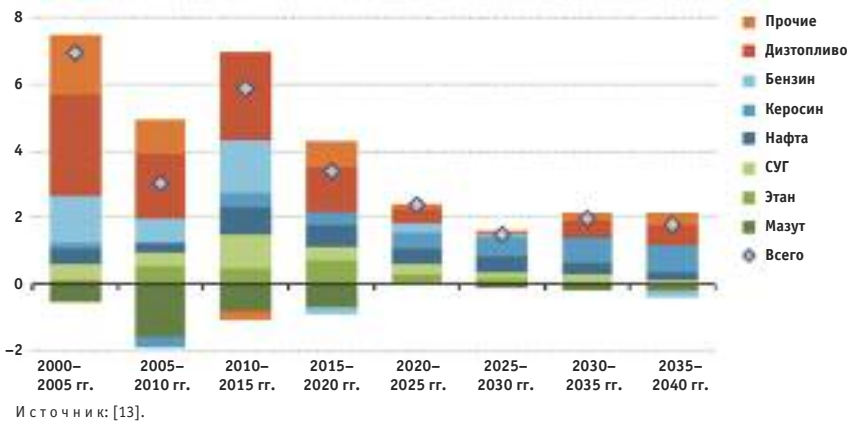
Источник: [13].

**Рис. 2. Изменение спроса на нефть со стороны различных секторов мировой экономики в 2015–2040 гг., млн барр./сут**



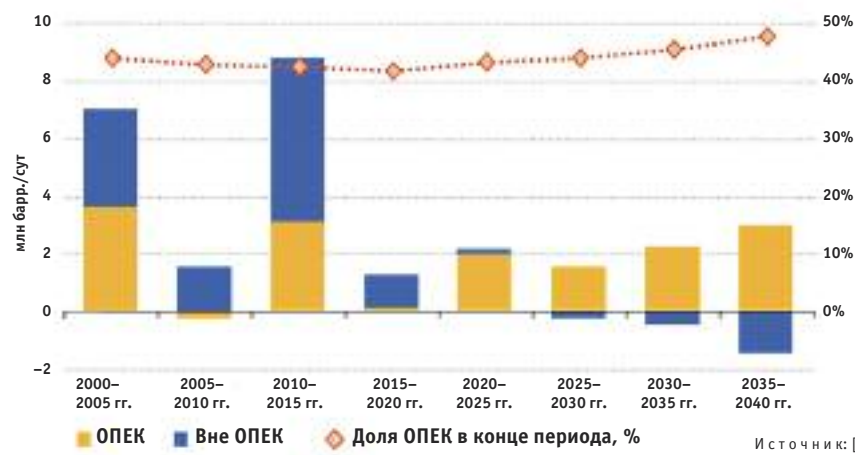
Источник: WEO2016. Presentation. London, 16 November 2016.

Рис. 3. Изменение структуры мирового спроса на нефтепродукты в Сценарии новых политик WEO-2016, млн барр./сут



Источники: [13].

Рис. 4. Изменение объёмов добычи нефти в странах ОПЕК и вне ОПЕК в Сценарии новых политик WEO-2016



Источники: [13].

Что касается добычи (поставок), то в WEO-2016 по сравнению с прогнозами предыдущих лет оценка объёмов производства сланцевой нефти в США пересмотрена в сторону увеличения. Кроме того, она остаётся более высокой в течение длительного времени, чем, например, в WEO-2015. Хотя добыча нефти странами, не входящими в ОПЕК, в целом идёт на спад с начала 2020-х. Основной же прирост добычи после 2020 г. как раз и обеспечат государства – члены ОПЕК (см. рис. 4), особенно Иран (выйдя на 6 млн барр./сут в 2040 г.) и Ирак (7 млн барр./сут).

Прогнозируемая динамика добычи нефти по основным типам ресурсов показана в табл. 3.

Извлечение сырья из традиционных месторождений останется основой мировой нефтедобычи во всех сценариях прогноза. Однако добыча из уже разрабатываемых месторождений к 2040 г. может со-

кратиться втрое – с 68,3 млн барр./сут в 2015 г. до 22,8 млн барр./сут. Поэтому в WEO-2016 подчёркивается, что только для предотвращения резкого падения производства потребуются значительные инвестиции в освоение новых месторождений традиционной нефти.

Одновременно в прогнозе МЭА всё большее значение приобретают другие источники производства жидких видов топлива. Прежде всего, это месторождения высоковязкой нефти и битумов (прирост добычи за 2015–2040 гг. – 3,1 млн барр./сут, – который поделится почти поровну между Канадой и Венесуэлой), сланцевой нефти (+2,2 млн барр./сут, из которых 1,6 млн приходится на Мексику, Россию и Аргентину) и газоконденсатных жидкостей. Увеличение производства последних (в основном ШФЛУ) в Сценарии новых политик объясняется прогнозируемым увеличением добычи природного газа.

В прогнозах МЭА также подчёркивается: надо учитывать и то, что политические предпочтения в пользу низкоуглеродных технологий в энергетике (ВИЭ) подкрепляются тенденциями снижения издержек на такие виды генерации. Тогда как затраты на добычу нефти и природного газа возрастают для большинства видов этих ресурсов, поскольку операторы вынуждены переходить на меньшие, более удалённые или более проблемные месторождения. Хотя данный эффект и смягчается улучшением технологий и повышением эффективности. В противоположность этому сокращение затрат становится нормой для более эффективного энергопотребляющего оборудования, а также для ветровой энергетики и солнечных батарей, где происходит быстрое совершенствование технологий.

## Оценки ЕИА

Рост мирового спроса на нефть прогнозируется и Управлением энергетической информации США. В базовом сценарии ИЕО-2016 [11] ожидается, что потребление нефти и других жидких видов топлива в мире вырастет с 90,3 млн барр./сут в 2012 г. до 120,9 млн барр./сут в 2040 г.<sup>8</sup>, что практически совпадает с прогнозом WEO-2016 в Сценарии текущих политик (120,6 млн барр./сут).

В ИЕО-2016, как и в WEO-2016, прогнозируется, что особенно быстро спрос на нефть будет расти в развивающихся странах, не входящих в ОЭСР (см. рис. 5).

В альтернативных сценариях ИЕО-2016 (Сценарии низких и высоких цен на нефть<sup>9</sup>) объёмы мирового спроса на жидкие углеводороды в 2040 г. близки к оценкам Базового сценария – соответственно 122,8 и 118,5 млн барр./сут против 120,9 млн барр./сут. Основные различия в них связаны с ростом потребления других энергоресурсов, в первую очередь природного газа и энергии возобновляемых источников (см. рис. 6).

Отметим также, что в ИЕО-2016 в Сценарии низких цен прогнозируется сокращение темпов роста ВВП в странах ОЭСР (до 3,9% против 4,2% в Базовом сценарии). В то же время мировой спрос как

<sup>8</sup> В ИЕО-2016 рассматривается пять сценариев развития мировой энергетики: Базовый, Высоких и Низких темпов экономического роста, Высоких и Низких цен на нефть. Однако детальный прогноз потребления и производства нефти показан только в Базовом сценарии. По сценариям высоких и низких цен на нефть дан подробный табличный материал.

<sup>9</sup> Сценарий низких цен на нефть исходит из того, что они вырастут (в долларах 2013 г. за баррель) с 58 в 2020 г. до 69 – в 2030 г. и 76 – в 2040 г. против соответственно 79, 106 и 141 – в Базовом сценарии, и 149, 194 и 252 – в Сценарии высоких цен на нефть.

Табл. 3. Динамика мирового производства жидких видов топлива в различных сценариях WEO-2016, млн барр./сут

	Сценарий новых политик			Сценарий текущих политик			Сценарий 450		
	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
Нефть традиционных источников	66,4	64,5	64,5	67,2	69,0	73,1	64,6	54,6	47,3
в том числе									
разрабатываемых месторождений		35,4	22,8	...	...	...	...	...	...
одобренных к разработке	5,8	3,2	1,4	...	...	...	...	...	...
которые должны быть одобрены	3,5	25,8	40,3	...	...	...	...	...	...
Газовый конденсат и другие жидкие углеводороды из газа	16,6	19,2	20,6	17,1	20,1	21,9	16,1	16,2	14,5
Нефть нетрадиционных источников	10,5	13,4	15,3	10,7	14,8	18,6	10,3	11,2	9,2
в том числе									
плотных формаций и низкопроницаемых коллекторов	5,7	7,2	6,8	...	...	...	...	...	...
тяжёлой нефти и природных битумов	3,8	4,5	5,9	...	...	...	...	...	...
Тяжёлые нефтяные остатки	2,4	2,7	3,0	2,4	2,9	3,4	2,3	2,3	2,2
Жидкое биотопливо	2,0	3,0	4,2	1,9	2,5	3,6	2,1	5,7	9,0
<b>Всего</b>	<b>97,9</b>	<b>102,8</b>	<b>107,7</b>	<b>99,3</b>	<b>109,3</b>	<b>120,6</b>	<b>95,4</b>	<b>90,0</b>	<b>82,2</b>

Источники: по данным [13].

Рис. 5. Динамика потребления нефти в некоторых регионах мира в Базовом сценарии IEO-2016, млн барр./сут

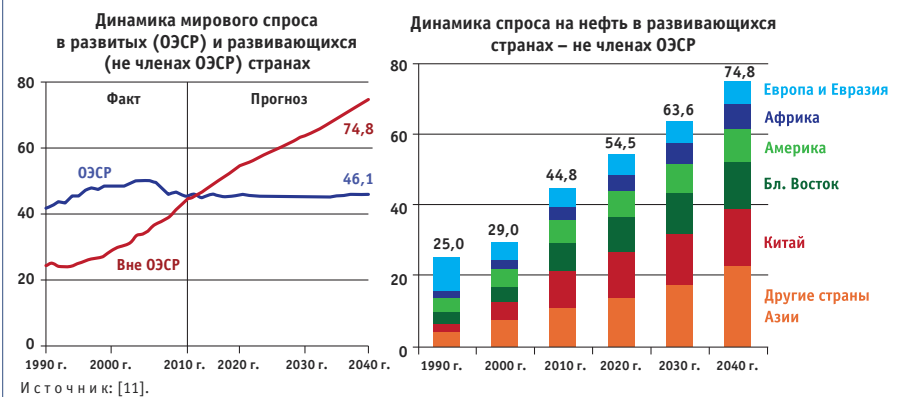
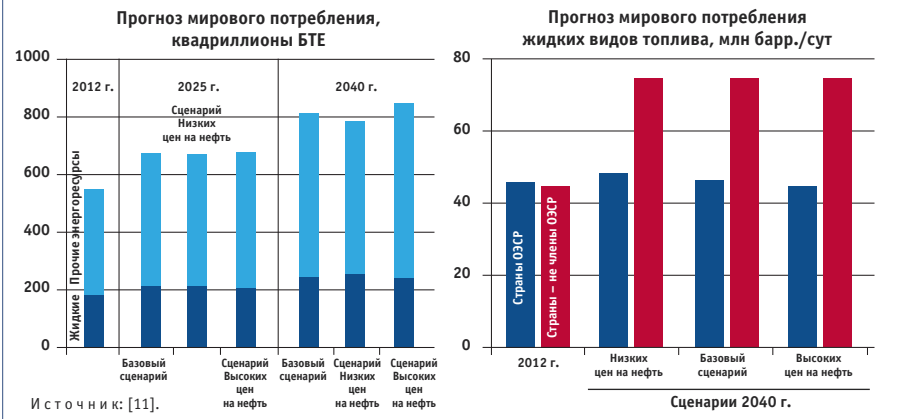


Рис. 6. Объёмы мирового энергопотребления и потребления жидких видов топлива в различных сценариях IEO-2016



на жидкое топливо, так и на первичные энергоресурсы в целом остаётся практически неизменным, по крайней мере, до 2025 г. Это обусловлено тем, что фактор меньших темпов увеличения ВВП в одних странах уравновешивается приростом спроса на более дешёвое жидкое топливо в других. И наоборот. И лишь к 2040 г. разница между объёмами потребления первичных энергоресурсов в мире в сценариях низких и высоких цен достигает примерно 5%.

Подробные прогнозы добычи (поставок) нефти в IEO-2016 даны по трём сценариям: Базовому, Высоких и Низких цен на нефть (см. табл. 4). Естественно, что различия между ними по суммарному мировому производству жидких видов топлива также незначительны, в 2040 г. – плюс-минус 1,9–2,5 млн барр./сут.

Анализ данных табл. 4 показывает, что от низких цен на нефть выиграет её добыча главным образом в странах ОПЕК в целом, а проиграет – в странах ОЭСР, особенно в США и Канаде. И наоборот. От высоких цен в выигрыше будет производство жидких видов топлива в государствах ОЭСР в целом, особенно в США и Канаде, а также в какой-то мере в Китае, а проигрывают в этом сценарии члены ОПЕК, особенно с Ближнего Востока. Добыча нефти в России, по мнению специалистов Управления энергетической информации США, в наименьшей степени зависит от фактора изменения мировых цен на нефть.

### Взгляд ОПЕК

В долгосрочном прогнозе Секретариата ОПЕК (2016 OPEC World Oil Outlook, или WOO 2016, вышедшем в октябре 2016 г.) признаётся неопределённость влияния низких цен на нефть на будущий мировой энергетический баланс. При этом предполагается, что в перспективе нефть сохранит свою конкурентоспособность [15].

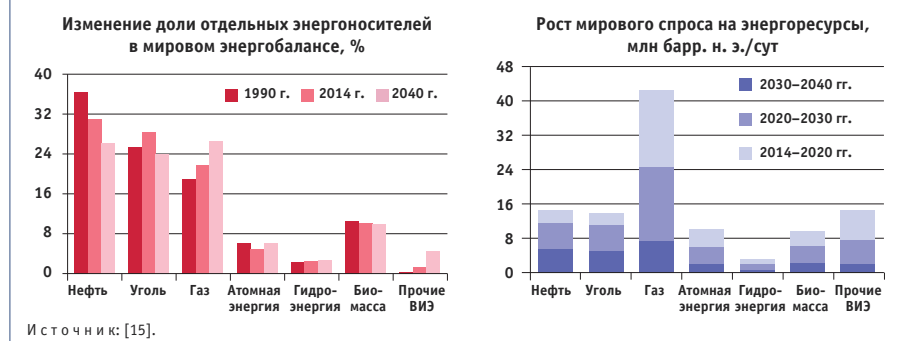
В этом прогнозе кроме Базового сценария (Reference Case) дополнительно рассмотрены два альтернативных варианта, предполагающих снижение выбросов парниковых газов более быстрыми темпами, чем в базовом. Так, Сценарий А (Scenario A) делает основной акцент на росте энергоэффективности и структурных изменениях в генерации электроэнергии. В свою очередь, Сценарий В (Scenario B) предусматривает полное и безусловное выполнение странами – подписантами Парижского соглашения – взятых на себя добровольных обязательств по сокращению глобальных выбросов на

Табл. 4. Динамика мирового производства жидких видов топлива в различных сценариях ИЕО-2016, млн барр./сут

Группы стран и государства	2012	Базовый сценарий			Сценарии цен на нефть					
					Низких			Высоких		
		2020 г.	2030 г.	2040 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
ОПЕК, всего	37,4	39,2	44,6	52,2	43,2	49,9	59,4	35,3	37,7	40,4
Из них Ближний Восток	26,6	29,8	34,3	40,1	31,1	35,5	42,0	26,5	28,6	30,6
Не ОПЕК, всего	53,0	61,1	64,4	68,7	59,5	61,5	63,5	61,5	68,1	78,1
Из них										
Страны ОЭСР, всего	22,5	29,2	28,6	28,9	27,9	26,0	24,3	31,7	34,2	36,9
В том числе										
США	11,1	17,0	16,5	15,9	16,1	14,9	13,1	19,0	19,8	18,2
Канада	3,9	5,4	5,5	6,0	5,1	4,7	4,6	5,5	6,5	8,8
Прочие страны, всего	30,5	31,9	35,9	39,8	31,6	35,5	39,1	29,9	33,9	41,2
В том числе Россия	10,6	10,1	11,3	12,5	10,1	11,3	12,6	9,2	9,3	11,1
Китай	4,4	4,9	5,5	6,3	4,8	5,3	5,8	4,8	5,6	6,7
Бразилия	2,7	3,6	5,1	6,3	3,5	5,0	6,5	3,2	4,7	5,9
<b>Всего</b>	<b>90,4</b>	<b>100,3</b>	<b>109,1</b>	<b>120,9</b>	<b>102,6</b>	<b>111,4</b>	<b>122,8</b>	<b>96,9</b>	<b>105,8</b>	<b>118,5</b>

Источник: по данным [11].

Рис. 7. Базовый сценарий WOO 2016: изменение структуры мирового энергобаланса и рост спроса на энергоресурсы



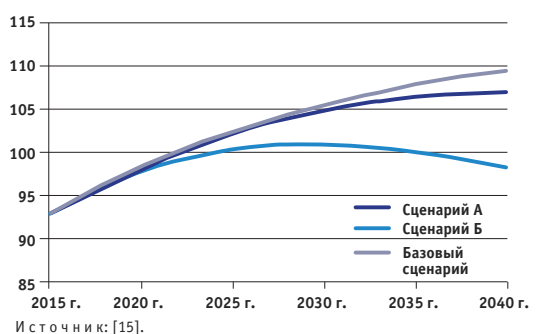
Источник: [15].

период после 2020 г.<sup>10</sup> Основные показатели Базового сценария приведены на рис. 7.

Мировой спрос на нефть растёт в двух сценариях WOO 2016 – в Базовом (до 109,4 млн барр./сут) и в Сценарии А (до 106,9 млн барр./сут). Это связано с тем, что прогнозируемое повышение энергоэффективности не сможет полностью перекрыть более высокие темпы увеличения энергопотребления. Падение спроса на нефть прогнозируется только в Сценарии В, в котором пик будет достигнут уже 2029 г. (100,9 млн барр./сут), а в последующие годы начнётся его снижение (до 98,3 млн барр./сут к 2040 г.) (см. рис. 8).

Основной прирост спроса на нефть прогнозируется в развивающихся странах (на 15,6 млн барр./сут в Базовом сценарии за

Рис. 8. Глобальный рост спроса на нефть в различных сценариях WOO 2016, млн барр./сут



Источник: [15].

2015–2040 гг.), в первую очередь в Индии и Китае (на 6,3 млн барр./сут в каждой). Несколько возрастёт спрос и со стороны Евразии<sup>11</sup> (на 0,7 млн барр./сут). В то же

<sup>11</sup> Согласно методологии Секретариата ОПЕК, к Евразии относятся Российская Федерация и «Другие страны Евразии»: Албания, Армения, Азербайджан, Белоруссия, Босния и Герцеговина, Болгария, Гибралтар, Грузия, Казахстан, Кипр, Киргизия, Латвия, Литва, Македония, Мальта, Молдавия, Румыния, Сербия, Таджикистан, Туркмения, Украина, Узбекистан, Хорватия и Черногория.

время в странах ОЭСР он сократится с 46,2 до 37,3 млн барр./сут.

Авторы WOO 2016 ожидают значительных изменений и в структуре спроса на жидкие виды топлива (см. рис. 9).

Следует отметить, что в Базовом сценарии WOO 2016 детально, в том числе по странам и регионам, рассматриваются перспективы производства каждого вида жидкого топлива (всего – 7 наименований). Кроме того, анализируются два альтернативных сценария поставок нефти и других видов жидкого УВС из стран, не входящих в ОПЕК (повышенного и пониженного спроса). В качестве примера приведём результаты прогноза развития добычи нефти из плотных формаций и низкопроницаемых коллекторов (см. табл. 5).

### ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ТРИЛЕММА

Прогностические сценарии энергетического будущего, разработанные Мировым энергетическим советом – МИРЭС (World Energy Council) в сотрудничестве с Accenture Strategy и Институтом Пауля Шерпера (Paul Scherrer Institute – PSI) стоят несколько особняком от прогнозов МЭА, ЕИА США и Секретариата ОПЕК. Рассмотрим два из них: Сценарии 2013 г. (World Energy Scenarios /2013) с периодом прогнозирования до 2050-го [20], и Сценарии 2016 г. (World Energy Scenarios /2016) до 2060 г. [21]<sup>12</sup>.

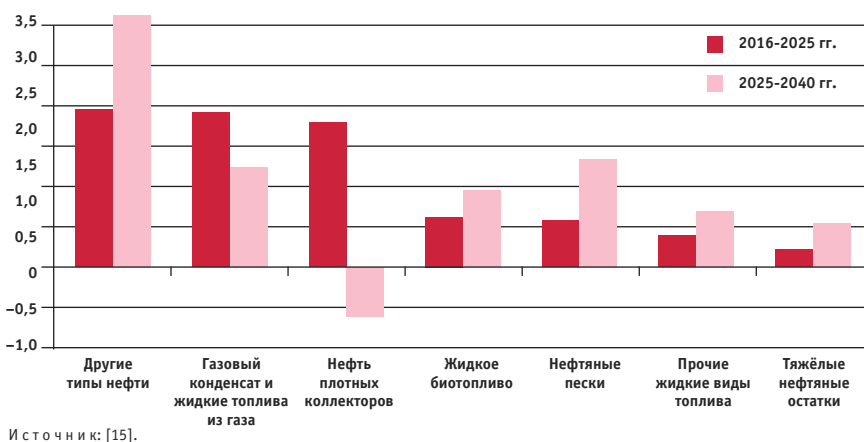
Идеологической базой этих сценариев выступает концепция «энергетической трилеммы»: энергетическая безопасность, энергетическое равенство (всеобщая доступность энергии) и экологическая устойчивость. В последние годы эта концепция была дополнена философией «Великого перехода» (Grand Transition) в мир с низкими темпами роста населения, принципиально иными технологиями, новыми экологическими вызовами и более глубоким пониманием экологических границ планеты с изменённой экономической и геополитической мощью в пользу Азии. Переход, который является предпосылкой создания фундаментально нового мира для всей энергетической отрасли.

Не будучи направленными на какие-либо конкретные цели (например, сокращение выбросов CO<sub>2</sub>), сценарии МИРЭС первоначально основывались на оценке перспектив энергетики исходя из двух принципиально разных траекторий её возможного развития. Отсюда собственно и два сценария: более рассредоточенный «Джаз» (Jazz) и более организованный сценарий

<sup>10</sup> INDC – Intended Nationally Determined Contributions, или ПОНУВ, – определяемый на национальном уровне предполагаемый вклад.

<sup>12</sup> Подробнее об этих сценариях см., например, [8].

Рис. 9. Изменение структуры спроса на жидкие виды топлива в Базовом сценарии WOO 2016, млн барр./сут



Источник: [15].

В прогнозе 2016 г. суммарный мировой спрос на первичную энергию возрастает к 2060 г. по сравнению с 2014-м на 10% в сценарии «Неоконченная симфония» (до 15085 млн т н. э.), на 25% в сценарии «Джаз-Модерн» (до 17013 млн т н. э.) и на 34% в сценарии «Хард-рок» (до 18272 млн т н. э.).

Интересна прогнозная динамика потребления нефти, заложенная в эти сценарии (см. табл. 6). Так, в 2050 г. в сценарии «Джаз» WEC-2013 потребление нефти выше, чем в соответствующем сценарии «Джаз-Модерн» WEC-2016, на 13,5%. А в сценарии «Симфония» оно почти на 13% ниже, чем в сценарии «Неоконченная симфония».

Однако к 2060 г. потребление нефти в этих двух сценариях («Джаз-Модерн» и

«Симфония» (Symphony). В первом делается упор на энергетическое равенство и уделяется приоритетное внимание обеспечению индивидуального доступа к энергии и её доступности за счёт экономического роста. «Симфония» имеет направленность на достижение экологической устойчивости, благодаря координации политики и практики на международном уровне.

Причём, как признают сами разработчики, ни один из этих сценариев, показывающих множество возможных вариантов в отношении и источников энергии, и технологий, и инструментов энергетической политики, а также различных геополитических сдвигов, не является ни абсолютно «хорошим», ни абсолютно «плохим», исходя из требований энергетической трилеммы. В этом смысле оба сценария МИРЭС – «базовые», отличающиеся друг от друга разным соотношением (балансом) между рыночной инициативой и государственным управлением.

В соответствии с философией «Великого перехода» в Сценариях 2016 г. разработаны три новых поисковых сценария, метафорически названных «Джаз-Модерн» (Modern Jazz), «Неоконченная Симфония» (Unfinished Symphony) и «Хард-рок» (Hard Rock). Они очерчивают некие рамки поведения для энергетических лидеров и дают основу для размышлений об очень неопределённом будущем.

Как отмечают разработчики, «Джаз-Модерн» представляет собой «цифровые помехи» инновационного и рыночно ориентированного мира. «Неоконченная симфония» – это мир, в котором модели более «умного» и устойчивого экономического роста направляют его в низкоуглеродное будущее. «Хард-рок» исследует последст-

Табл. 5. Прогноз мировой добычи нефти из плотных формаций и низкопроницаемых коллекторов в Базовом сценарии WOO 2016, млн барр./сут

	2015 г.	2016 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.
США	4,60	3,92	4,16	5,54	5,81	5,50	4,96
Канада	0,30	0,28	0,36	0,49	0,51	0,50	0,48
Аргентина	0,02	0,02	0,03	0,04	0,09	0,18	0,17
Россия	0,00	0,00	0,00	0,18	0,32	0,37	0,40
Всего	4,92	4,23	4,55	6,25	6,73	6,55	6,01

Источник: [15].

Табл. 6. Эволюция объёмов мирового потребления жидкого топлива в различных сценариях прогнозов, сделанных МИРЭС в 2013 г. и 2016 г., млн т н. э.

Прогнозы и сценарии		2010 г.	2014 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2060 г.	Изменения к базовому году, %
WEC-2013	Jazz	4108	...	4610	5374	5518	5159	–	+25,6
	Symphony	4108	...	4228	4419	4061	3368	–	–18,0
WEC-2016	Modern Jazz		4276	4683	5123	4941	4545	3962	–7,3
	Unfinished Symphony		4276	4589	4671	4378	3862	3261	–23,7
	Hard Rock		4276	4578	5044	5180	5176	5139	+20,2

Источник: по данным [20,21].

вия более слабого и неустойчивого экономического роста в условиях изоляционистской политики. Все три сценария количественно наполнены с помощью глобальной многорегиональной модели энергетической системы.

Поисковые сценарии МИРЭС, в соответствии с заложенной в них философией, существенно отличаются друг от друга. Так, если в сценарии «Джаз» (прогноз 2013 г.) суммарный объём энергопотребления в мире к 2050 г. возрастает по сравнению с 2010 г. с 546 до 879 эксаджоулей в год (ЕJ/y), то есть на 61%, то в сценарии «Симфония» – только на 27%, до 696 эксаджоулей<sup>13</sup>.

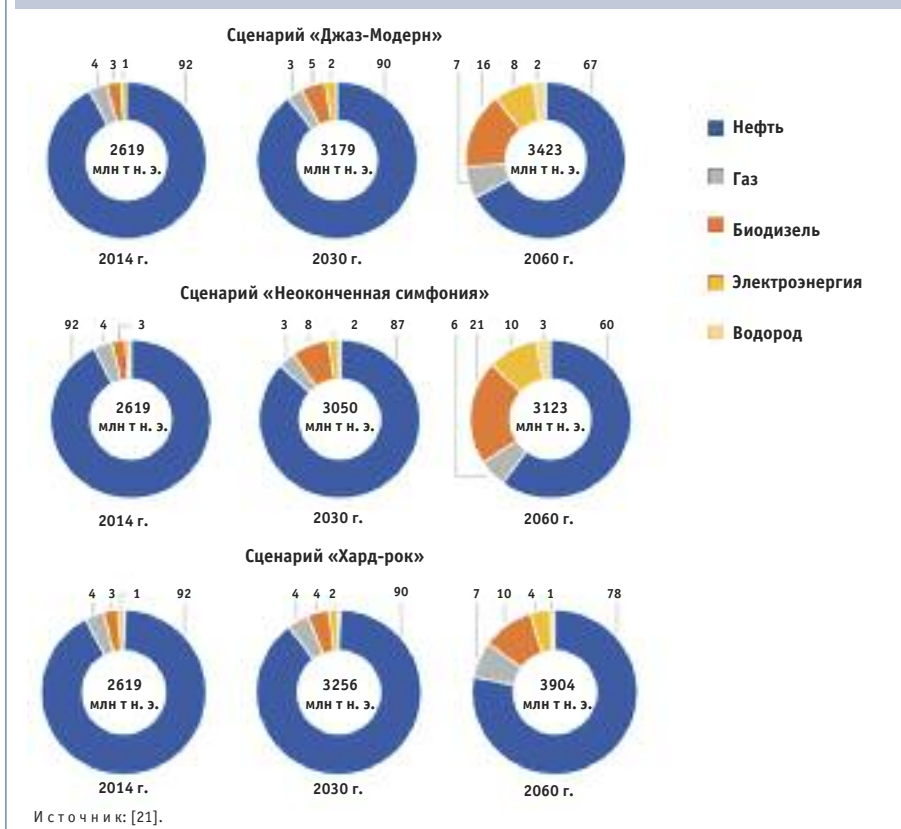
<sup>13</sup> 1 эксаджоуль в год (ЕJ/y) = 23,886 млн т н. э. (Mtoe/y).

«Неоконченная симфония») снижается и только в сценарии «Хард-рок» продолжает расти. Кстати, подобное снижение (в 2050 г. по сравнению с 2040 г.) прогнозировалось и в 2013 г. в обоих сценариях.

Таким образом, пик мирового потребления нефти, по мнению экспертов МИРЭС, ожидается в зависимости от сценария прогноза в конце 2030-х – начале 2040-х. Подобная динамика связана, прежде всего, с ростом числа электромобилей, а также опережающим расширением использования на транспорте таких видов топлива, как биодизель, природный газ и водород (см. рис. 10).

Тем не менее в транспортном секторе нефть по-прежнему останется основным энергоносителем. Во всех трёх сценариях

Рис. 10. Структура (по видам энергоносителя) энергопотребления на транспорте в различных сценариях прогноза МИРЭС-2016, %



до 2060 г. на её долю будет приходиться более 60% общего потребления энергии в этом сегменте.

Региональная структура потребления нефти и других видов жидкого топлива показана на рис. 11.

О значительной вероятности развития событий в рамках сценариев, рассмотренных в прогнозе МИРЭС-2016, свидетельствует анализ текущих инвестиций в развитие энергетического сектора мировой экономики. Так, по расчётам специалистов МЭА, в 2015 г. в сектор возобновляемой энергетики было направлено 17% всех инвестиций, в мероприятия и технологии, повышающие энергоэффективность, – ещё 12%.

В целом же в малоуглеродную энергетику, включая развитие энергосетевого хозяйства, поступило 43% всех инвестиций, то есть значительно больше, чем в сектор upstream нефтегазовой отрасли (32%, или 583 млрд долл.).

В то же время на дальнейшее развитие угольной промышленности и связанные с ней объекты транспортной инфраструктуры предназначалось только 4% от суммарных мировых инвестиций в развитие энергетики [25].

Интересные мысли о роли нефти в будущем энергообеспечении есть и в ряде долгосрочных прогнозов, выполненных другими аналитическими центрами. Однако размер статьи не позволяет даже кратко остановиться на них.

### НЕТ ПРОРОКОВ В СВОЁМ ОТЕЧЕСТВЕ

В заключение хотелось бы отметить, что различные прогнозы, как справедливо отмечают специалисты Аналитического центра при Правительстве РФ, могут не только отражать интересы организаций-составителей, но и выступать в качестве инструментов лоббирования. Ведь прогнозирование мировой энергетики – довольно политизированная область. В качестве примера можно назвать прогнозы ЕИА США. В них из года в год даются весьма оптимистические оценки перспективных уровней добычи местного нетрадиционного газа в странах Евросоюза и Китае. Тем самым прогнозы как бы подсказывают руководству этих стран поменьше рассчитывать на импорт российского газа, а больше надеяться на свои ресурсы и американские технологии их разработки. И число по-

добных примеров можно продолжать и продолжать.

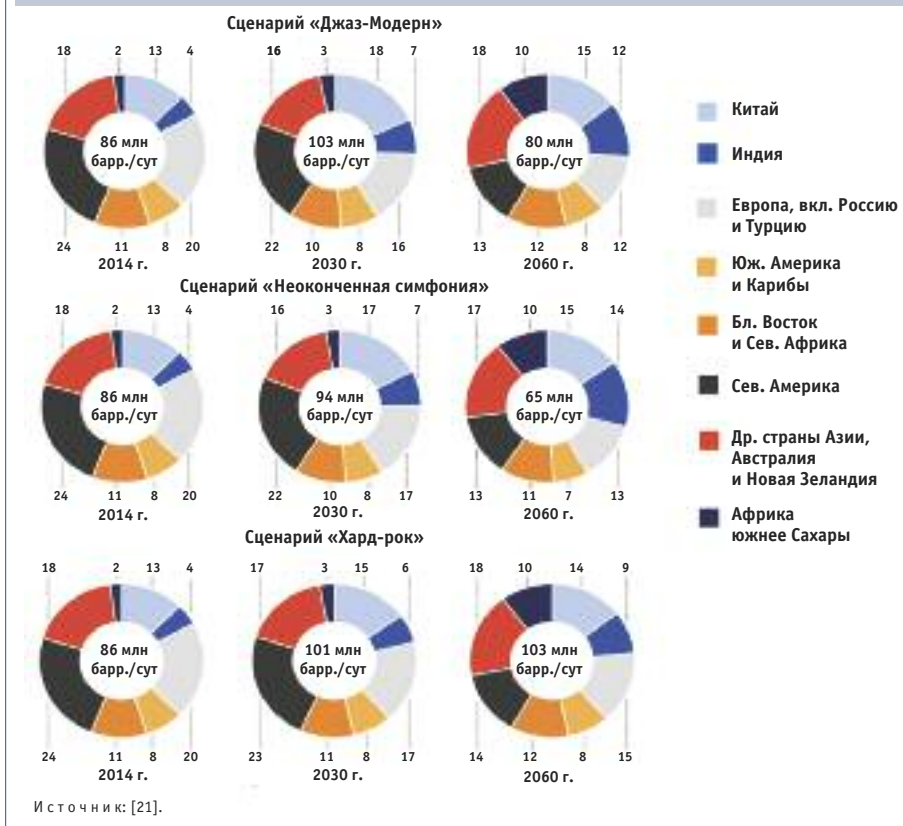
Отметим также, что в настоящее время публичные долгосрочные прогнозы развития мировой энергетики разрабатываются не только специализированными международными организациями и правительственными структурами разных стран. В эту деятельность за последние 10–15 лет активно включились крупнейшие мировые энергетические компании: BP, ExxonMobil, Shell, Statoil и другие. А также различные консалтинговые структуры, такие как Douglas Westwood, Ernst & Young, IHS, Lloyd's Register, Rystad Energy, Wood Mackenzie и т. д. Причём число таких организаций растёт с каждым годом. Так, стали публиковать результаты своих прогнозов китайские нефтегазовые компании – Институт экономики и технологий КННК (CNPC Economics & Technology Research Institute), НИИ экономики и энергетики компании CNOOC.

Ну а где подобные прогнозы наших нефтегазовых лидеров, претендующих на роль глобальных энергетических компаний? Где прогнозы Минэнерго России, других правительственных структур?

Ещё в марте 2013 г. пришлось написать [26]: «Энергетической стратегией и другими программными документами руководства страны ставится задача достижения Россией уровня экономического и социального развития, соответствующего её статусу как ведущей мировой державы XXI века, задача перехода российской экономики от экспортно-сырьевого к инновационному социально ориентированному типу развития. Однако в современном глобализирующемся мире Россия неизбежно сталкивается с целым рядом вызовов и угроз в сфере международной энергетики. А поскольку Россия всё больше и больше интегрируется в окружающий мир, поскольку достигнута высокая степень открытости российской экономики, все эти новые вызовы самым непосредственным образом влияют на будущее социально-экономическое развитие страны, на перспективы её нефтегазового комплекса.

В то же время отсутствуют отечественные системные работы и надёжный инструментарий, которые бы позволяли объективно и всесторонне анализировать процессы в глобальной энергетике и на мировых энергетических рынках, делать обоснованные прогнозы их развития. Система разработки комплексных прогнозов научно-технологического развития экономики страны и мира утеряна, ставка на привлечение признанных международных

Рис. 11. Региональная структура потребления нефти в различных сценариях прогноза МИРЭС-2016, %



Источник: [21].

аудиторов и экспертов не оправдалась. В результате, как отмечают специалисты Межотраслевой группы экспертов, подорвана информационная безопасность российской энергетики и принятия стратегических государственных решений в этой области, обострились угрозы национальной безопасности в целом [27].

В частности, не удалось своевременно предвидеть развитие многих событий:

- наступление и ход финансового кризиса в увязке с волатильностью мировой цены нефти;
- прорывы (новые технологии и технические решения) в освоении нетрадиционных углеводородных ресурсов, которые не только увеличивают ресурсы этих энергоносителей, но и кардинально меняют геополитическую ситуацию в мире;
- потенциал и масштабы использования возобновляемых источников энергии и т. д.

Между тем, собственное видение долгосрочного развития мировой энергетики и роли в ней России важно не только при определении стратегии страны, но и в переговорах с зарубежными государственными органами и компаниями для отстаивания своих интересов.

Но вот собственного видения как раз и не видно. Разовые и разрозненные работы в этой области, выполняемые в инициативном порядке ИНЭИ РАН, Институтом энергетической стратегии, ИСЭМ (СЭИ) СО РАН и другими организациями, погоды не делают.

Конечно, можно было бы согласиться с теми аналитиками и экспертами, которые считают, что в условиях современной России подобные работы не нужны ни правительственным структурам, ни самим нефтегазовым компаниям<sup>14</sup>. Можно. Но почему-то не хочется...» [26].

С тех пор прошло четыре года. И единственная отрада – прогнозы развития энергетики мира и России, которые стали делать Институт энергетических исследований РАН и Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. А у наших крупнейших нефтегазовых компаний, за исключением ПАО «ЛУКОЙЛ», на эту работу денег, по-видимому, как не было, так и нет. Вот и пользуются они далеко не дешёвыми услугами зарубежных консалтинговых структур. А свои институты и специалисты деградируют без денег и работы.

<sup>14</sup> См., например, статью Н. Никитина [28].

Список использованных источников

1. Элжайнд Джонатан. Глобальные вызовы: переизбыток предложения на рынке углеводородов. Выступление на «Пленарном заседании 1» 13-го Российского нефтегазового конгресса/RPGC 2017. 27 июня 2017 г. Москва. МВЦ «Крокус Экспо».
2. OilPrice Intelligence Report: FREE WEEKLY REPORT 28/07/2017.
3. European vehicles shifting away from fossil fuels. Government plans drive change. URL: [https://www.icis.com/press-releases/uk-announces-ban-on-sale-of-petrol-and-diesel-cars-from-2040/?cmpid=EMPI\[CHEM\]\[CHPRI-2017-2807-EURO-uk\\_ban\\_petroldiesel\\_2040\\_email&sfid=701w00000019bRb&](https://www.icis.com/press-releases/uk-announces-ban-on-sale-of-petrol-and-diesel-cars-from-2040/?cmpid=EMPI[CHEM][CHPRI-2017-2807-EURO-uk_ban_petroldiesel_2040_email&sfid=701w00000019bRb&)
4. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Энергетический бюллетень. Выпуск № 5, август 2013.
5. Глобальные энергетические вызовы и национальная экономика: стрессовые сценарии для России – М.: НИУ ВШЭ, 2016.
6. Мастепанов А. М. Низкие цены на нефть – новые прогнозы развития мировой энергетики // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2017. № 1. С. 5–6.
7. Мастепанов А. М. Об эволюции прогнозов развития мировой энергетики, сделанных в 2013/2014-м и 2016 году // Нефтяное хозяйство. 2017. № 4. С. 20–25.
8. Мастепанов А. М. Энергетические прогнозы МИРЭС // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2017. № 5. С.12–17.
9. Мастепанов А. М. Отражение проблем глобального изменения климата в прогнозах Управления энергетической информации США // Экологический вестник России. 2017. № 8. С. 12–20.
10. International Energy Outlook 2013. With Projections to 2040. July 2013, 312 p. URL: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)
11. International Energy Outlook 2016. With Projections to 2040. May 2016, 290 p. URL: [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
12. World Energy Outlook 2014. OECD/IEA, 2013, 748 p. URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014.pdf>
13. World Energy Outlook 2016. OECD/IEA, 2016, 684 p. World Oil Outlook 2014. Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2014, 396 p. URL: [http://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/3049.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/publications/3049.htm)
14. World Oil Outlook 2016. Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2016, 428 p. URL: [http://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/340.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm)
15. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. ИНЭИ РАН, Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Москва, 2014. 175 с.
16. Прогноз развития энергетики мира и России 2016. ИНЭИ РАН–АЦ при Правительстве РФ. – Москва, 2016. 196 с. URL: <https://www.erias.ru/data/7/rus>
17. BP Energy Outlook 2035. January 2014. 96 p.
18. BP Energy Outlook. 2017 edition. 104 p. URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>
19. World Energy Scenarios. Composing energy futures to 2050. –World Energy Council 2013. 44 p. URL: [http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/10/World-Energy-Scenarios\\_Composing-energy-futures-to-2050\\_Full-report1.pdf](http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/10/World-Energy-Scenarios_Composing-energy-futures-to-2050_Full-report1.pdf)
20. World Energy Scenarios / 2016. THE GRAND TRANSITION. –World Energy Council 2016.138 p. URL: [http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016\\_Full-Report.pdf](http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016_Full-Report.pdf)
21. Прогноз развития энергетики на период до 2040 года. ExxonMobil, 2015.
22. 2017 Outlook for Energy: A View to 2040. ExxonMobil, 2017.
23. Мастепанов А. М. Перелом энергетической философии. Некоторые направления развития мирового нефтегазового комплекса и их значение для России // Нефть России. 2014. № 11–12. С.17–24.
24. World Energy Investment 2016, OECD/IEA, Paris. 177 p. URL: [http://www.iea.org/bookshop/731-World\\_Energy\\_Investment\\_2016](http://www.iea.org/bookshop/731-World_Energy_Investment_2016)
25. Мастепанов А. М. О прогнозе мировой энергетики // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2013. № 3. С. 5
26. Поминов В., Давыдов В. Укрощение «тёмной стихии» // Нефть России. 2012. № 10. С. 28–33.
27. Никитин Н. Прогнозирование и прогнозизация // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 2. С. 42–47.

# НОВЫЙ «ДОМИНАНТ»

Несмотря на начинающуюся экспансию США на глобальный энергетический рынок, российские нефть и газ сохраняют весьма прочные позиции

Мария КУТУЗОВА

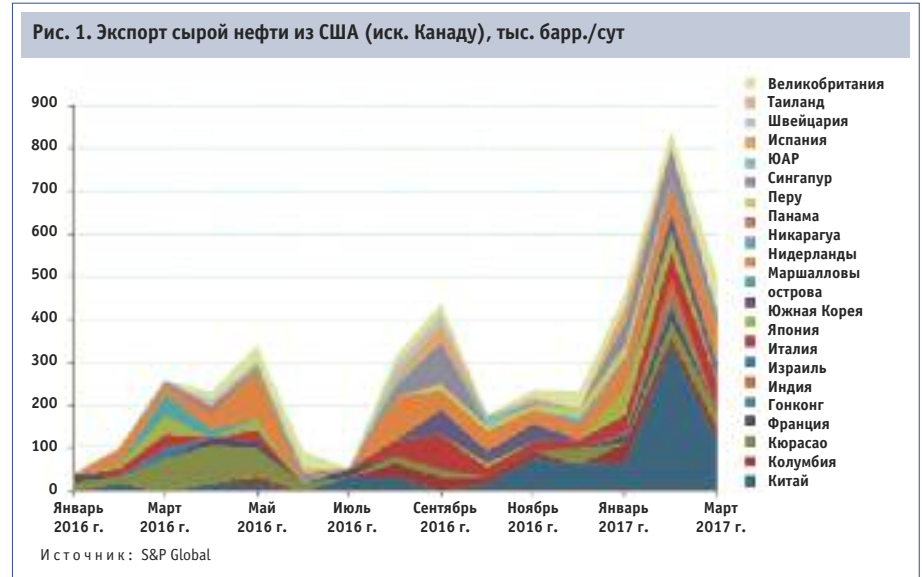
После прихода к власти Дональда Трампа энергетическая политика Соединённых Штатов претерпела существенные изменения. Вашингтон теперь не только стремится к глобальной политической гегемонии, но и собирается играть первую скрипку на мировых рынках углеводородов, главным образом в Европе. Благо, что ресурсный потенциал страны позволяет строить такие наполеоновские планы.

Но и другие ведущие поставщики нефти и газа не собираются сдавать свои позиции. Так, Норвегия вводит в эксплуатацию новые месторождения в Северном море и подставляет плечо уже выдыхающемуся маркерному сорту Brent. Стремятся к расширению своих экспортных ниш Иран и Ирак, пытающиеся отхватить наиболее лакомые куски мирового рынка.

Безусловно, всё это создаёт угрозы российскому углеводородному экспорту. Но пока что наша страна сохраняет лидерство в этой сфере. Более того, подвижки в европейской переработке повысили привлекательность для НПЗ сорта Urals. А падение европейской газодобычи позволит нарастить экспорт российского трубопроводного газа в Старый Свет, даже несмотря на амбициозные планы США по поставкам сжиженного газа в страны Евросоюза.

## Между желанием и абсурдом

Ещё в 1973 г., после введения нефтяного эмбарго со стороны ближневосточных стран и резкого роста цен на нефть и нефтепродукты, американские власти решили защитить страну от перебоев импортных поставок. В результате на юго-востоке Техаса был создан на-



циональный резерв в объеме 412 тыс. баррелей легкой нефти из Саудовской Аравии.

Но 40 лет спустя мир изменился, импорт в США сокращается, а собственная добыча растёт. И сегодня официальный Вашингтон сомневается в рациональности поддержания этих резервов, достигших в настоящее время почти 700 млн баррелей сырой нефти, сосредоточенных в 60 хранилищах в Техасе и Луизиане.

Президент Дональд Трамп принял решение распродать часть американского стратегического нефтяного резерва (см. рис. 1). Так, в июле супертанкер Cosrising Lake, зафрахтованный компанией PetroChina, доставил в китайский порт Циндао первую партию нефти из этого резерва. Поставка в объеме 550 тыс. баррелей была реализована за 28,8 млн долларов.

По мнению сторонников этого решения, распродажа стратегического резерва станет одним из инструментов проведения политики энергетического доминирования, провозглашённой Трампом в июне 2017 г. Министерство энергетики США собирается вложить 2 млрд долларов в модернизацию нефте-

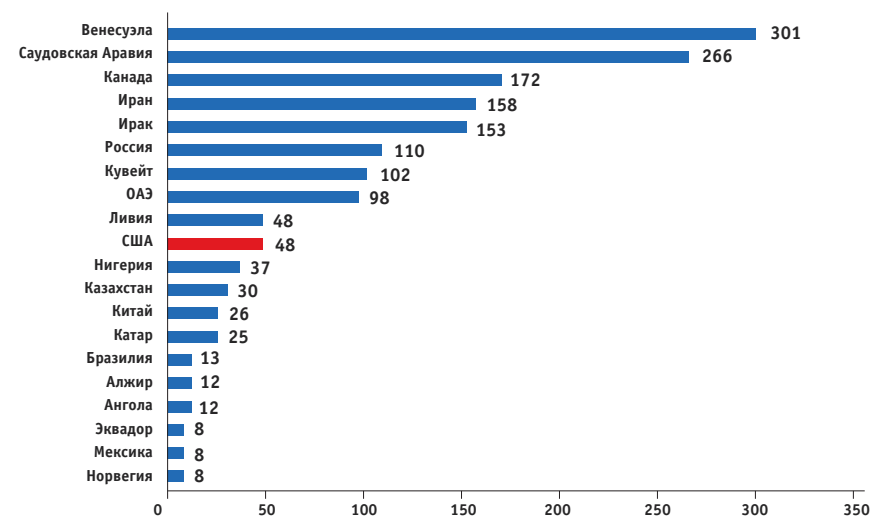
хранилищ с целью оперативного использования этих резервов при первой необходимости.

В свою очередь, сторонники сохранения запасов напоминают, что США не защищены от волатильности цен, несмотря на рост внутреннего производства и сокращение импорта.

Ещё одно громко обсуждаемое решение последнего времени в рамках курса на энергетическое доминирование – возможный запрет импорта сырой нефти из Венесуэлы. Сейчас она поставляет около 700 тыс. барр./сут на американские НПЗ в районе Мексиканского залива. Таким образом, в случае введения эмбарго против Каракаса у администрации Трампа появится возможность распоряжаться по своему усмотрению стратегическим запасом, чтобы поддержать цены на бензин на внутреннем рынке.

Кроме того, США планируют введение против Венесуэлы финансовых санкций – запрета на долларовые платежи за нефть. По данным Reuters, почти половина экспортных поставок венесуэльской нефти осуществляется в адрес китайских и российских компаний, в том числе в счёт погашения долговых обязательств.

Рис. 2. Топ-20 стран с крупнейшими доказанными нефтяными запасами, млрд барр.



Источники: BP, Labyrinth Consulting Services.

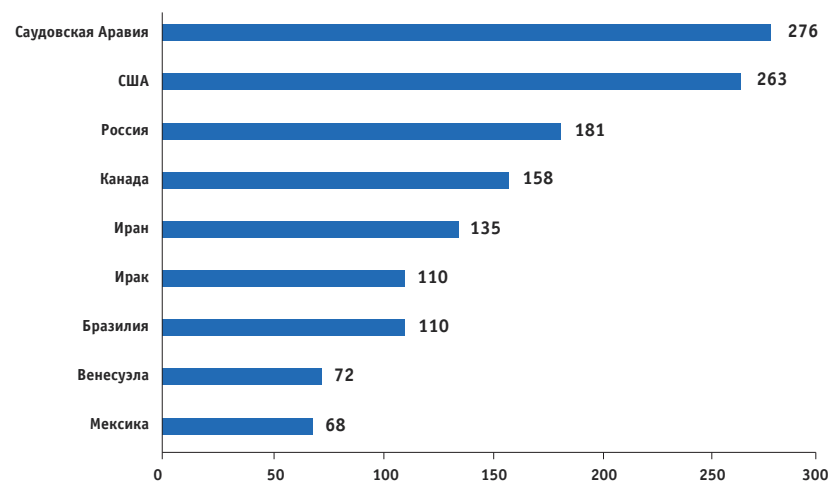
Тем временем собственная добыча в США растёт. Согласно официальным прогнозам, к концу следующего года только в одном ведущем нефтяном регионе страны, в Пермском бассейне, будет извлекаться порядка 2,9 млн барр./сут. Это на 500 тыс. баррелей выше показателей июня 2017 г.

Ресурсная база позволяет устанавливать такие рекорды. США занимают 10-е место по объёмам запасов нефти – между Ливией и Нигерией (см. рис. 2). Что же касается запасов, экономически эффективных для разработки в нынешней ценовой ситуации, то, по данным норвежской компании Rystad Energy, здесь лидирует Саудовская Аравия. А США находятся на втором месте по этому показателю, Россия – на третьем (см. рис. 3).

Глава компании Pioneer Natural Resources Скотт Шеффилд заявлял о том, что только в упомянутом Пермском бассейне сосредоточено 160 млрд баррелей доказанных запасов. Хотя сейчас эксперты оценивают потенциал этого региона лишь в 3,7 млрд баррелей.

Рост производства в США прогнозируется не только в Пермском бассейне, но и на шельфе Мексиканского залива (см. рис. 4). В 2016 г. здесь были введены в эксплуатацию восемь новых активов. До конца 2018 г. ожидается запуск ещё семи. Эксперты утверждают, что в отличие от сухопутных месторождений американская морская добыча нефти оказалась нечувствительной к краткосрочным колебаниям цен. Это объясняется долгим сроком реализации таких проектов. Увеличение до-

Рис. 3. Коммерчески извлекаемые ресурсы нефти\*, млрд барр.



\* Включая доказанные запасы, условные ресурсы и перспективные ресурсы в ещё не открытых месторождениях.  
Источники: Rystad Energy, Labyrinth Consulting Services.

бычи в американском секторе Мексиканского залива прогнозируется до 1,7 млн барр./сут до конца этого года и до 1,9 млн барр./сут в 2018 г.

При этом отмечается значительный технологический прогресс в рамках морских нефтегазовых проектов США, что позволяет всё более экономически эффективно разрабатывать месторождения на шельфе, в том числе глубоко-водном.

Согласно прогнозам, производство нефти в США к концу нынешнего года достигнет 9,9 млн барр./сут. А к 2024 г. благодаря разработке низкопроницаемых коллекторов и морских месторождений оно выйдет на рубеж 12 млн барр./сут.

Кроме того, Соединённые Штаты сегодня – крупнейший производитель и потребитель природного газа. Согласно последнему прогнозу МЭА, США обеспечат порядка 40% прироста мировой добычи «голубого топлива» в период до 2022 г. К тому времени объёмы производства газа в этой стране достигнут 890 млрд м³ в год, что превысит 1/5 общемирового показателя.

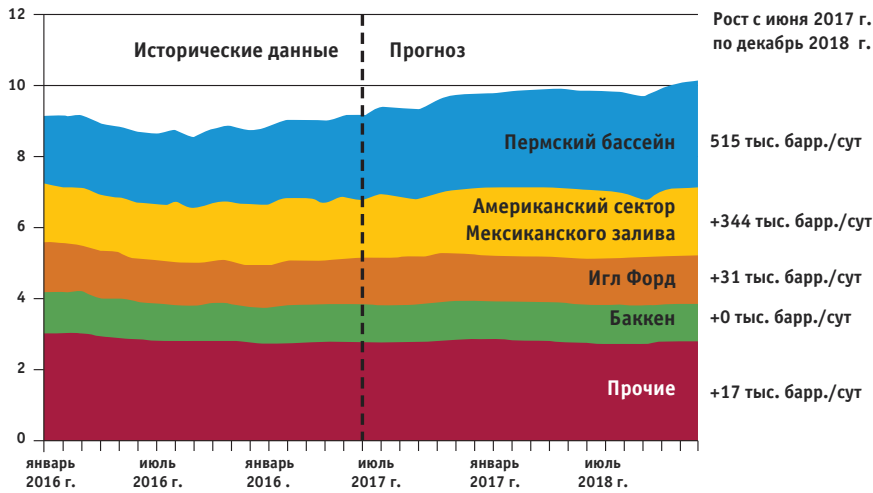
Непрерывный рост газовой промышленности в Соединённых Штатах поддерживается благодаря низкой себестоимости разработки сланцевых залежей. Так, на одном из крупнейших в мире месторождений сланцевого газа – американском Марселлусе – добыча в 2022 г. вырастет на 45%. Этот показатель, по мнению экспертов МЭА, достигим даже при сохранении низких цен на «голубое топливо». Несмотря на неблагоприятную

ценовую конъюнктуру, компаниям США удаётся повышать эффективность и производить больше газа, используя меньшее число буровых установок.

В то же время доля Мексиканского залива в добыче природного газа в США снизилась с 50% десять лет назад до 40% в нынешнем году. Прогнозируется, что она останется на этом уровне до 2030 г. (см. рис. 5).

Несмотря на рост внутреннего спроса (в основном со стороны промышленного сектора), порядка половины добываемого в стране газа пойдёт на экспорт в виде СПГ. К концу 2022 г. Соединённые Штаты будут бороться с Австралией за первое место по объёмам поставок

Рис. 4. Прирост месячной добычи нефти в США по регионам, млн барр./сут



Источник: EIA, июль 2017 г.

этого энергоносителя на мировой рынок, обогнав Катар по данному показателю. В результате американский сжиженный газ станет катализатором изменений на международном рынке, приведёт к большей диверсификации поставок, а также к пересмотру традиционных бизнес-моделей и стратегий обеспечения энергобезопасности различных стран и регионов.

Но, несмотря на рост добычи углеводородов, многие критики курса Трампа на глобальное энергетическое доминирование отмечают, что пока эта цель находится где-то «между желанием и абсурдом». В 2016 г. Соединённые Штаты импортировали 9 млн баррелей нефти в сутки (чистый импорт превышал 7,3 млн барр./сут). Сейчас этот показатель снизился примерно на 1 млн барр./в сутки.

### ПОКОРЯЯ НОВЫЕ РЫНКИ

По словам эксперта S&P Global Platts Джонти Рашфорта, в 2014–2015 гг. на рынке нефти образовался серьёзный избыток предложения (до 2 млн баррелей н. э. в сутки), что привело к падению цен из-за дисбаланса между спросом и предложением. В хранилищах накопились запасы объёмом до 1,5 млрд баррелей н. э. Это в значительной мере произошло из-за увеличения добычи сланцевой нефти в США.

Сегодня нефтяные котировки в Соединённых Штатах оказывают всё большее влияние на мировой рынок. «Сравнив динамику американской WTI и ближневосточной Dubai, мы видим, что существенный рост добычи в

США привёл к тому, что сегодня лёгкие сорта американской нефти стали торговаться дешевле высокосернистой нефти Ближнего Востока. Это – серьёзные перемены: нефть из Соединённых Штатов пришла на мировой рынок и стала привлекательной для потребителей. Ещё несколько месяцев назад эксперты недооценивали потенциал экспортных поставок из США, предполагая, что они вряд ли будут значительными. Но сегодня Соединённые Штаты вошли в число ведущих поставщиков нефти в разные страны, например в Японию. Но кто же наиболее охотно работает с американской нефтью? Сегодня это Китай – крупнейший импортёр нефти в мире. Не-

смотря на замедление динамики роста китайской экономики, за последние десять лет импорт в КНР вырос в три раза. Китайцы аккумулируют значительные объёмы нефти в стратегическом резерве, а также коммерческих запасах. Китайские компании покупают её на спотовом рынке, когда цены снижаются. В последние годы они стали активно играть на ценовых колебаниях на ежедневной основе», – отмечает Джонти Рашфорт (см. рис. 6).

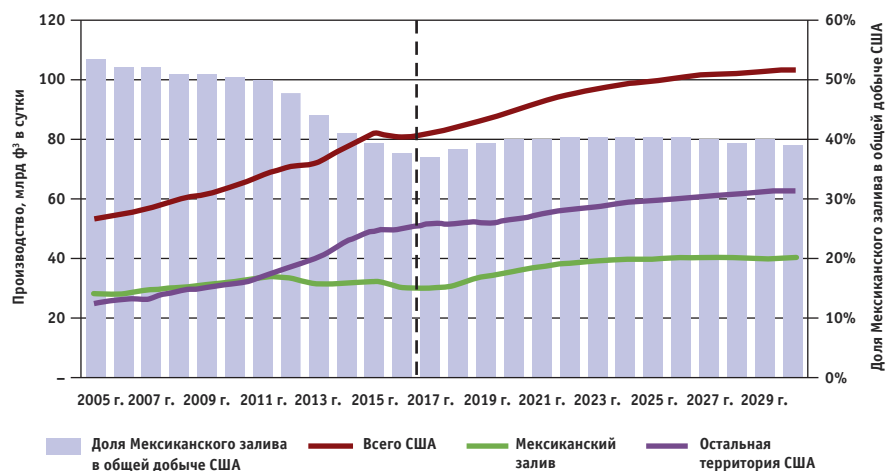
Благодаря поставкам дешёвой нефти за последние годы Китай стал крупнейшим мировым центром нефтепереработки. В июне он вышел на второе место после Соединённых Штатов по совокупной мощности НПЗ. Китайцы сегодня доминируют в качестве экспортёров нефтепродуктов на рынке Азиатско-Тихоокеанского региона. И спрос на сырьё со стороны частных НПЗ страны продолжает расти.

Российская смесь ESPO (Eastern Siberia Pacific Ocean), поставляемая по трубопроводу ВСТО, также оказалась одной из самых востребованных на рынке АТР. Сейчас Китай – главный её покупатель (см. рис. 7).

По данным «Роснефти», поставки российского «чёрного золота» в АТР к концу прошлого года выросли на 8,6%, до 43,1 млн т. По этому показателю наши компании сравнялись с Саудовской Аравией и даже превзошли её.

Как сказал Алехандро Барбахоса, вице-президента по нефти агентства Argus (Ближний Восток и АТР), «возвышение» России стало «драматическим

Рис. 5. Прогноз производства природного газа в США



моментом» для прежних традиционных поставщиков «чёрного золота» в КНР. Прежде всего, для Саудовской Аравии. «Я считаю это серьёзным достижением России как с точки зрения верно выбранной стратегии в добыче, так и с точки зрения развития транспортной инфраструктуры. Однако сейчас ключевым событием для рынка Китая стало начало экспорта со стороны Соединённых Штатов», – утверждает Барбахос.

Как отмечает Reuters, за первые пять месяцев 2017 г. Китай импортировал около 1,97 млн т американской нефти, что в 4 раза превышает уровень всего предыдущего года.

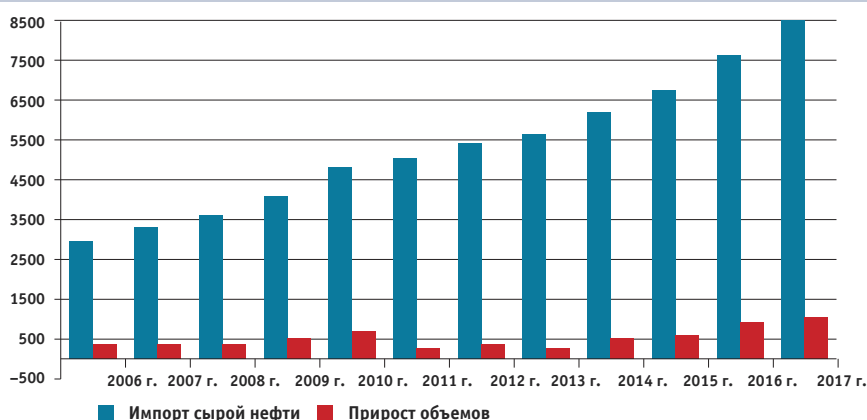
### ВЕНТ БОРЕТСЯ ЗА ВЫЖИВАНИЕ

Добыча в Северном море в последние годы падала. И этот тренд будет продолжен в перспективе, несмотря на запуск в регионе новых месторождений, которые станут источниками в основном тяжёлой и сернистой нефти. В настоящее время в этой акватории по-прежнему добывается значительная, но уже не самая большая доля нефти, идущей на переработку на НПЗ Северо-Западной Европы. Кроме того, существенная часть сорта Brent (в частности, с месторождений Фортис и Эксфиск, на которые приходятся самые крупные объёмы в составе корзины) отправляется на экспорт в страны АТР.

С 1 января 2018 г. ценовое агентство Platts собирается включить в бенчмарк сорта Brent североморскую нефть норвежского месторождения Троль (оператор – компания Statoil). Такой шаг позволит увеличить на 20% (или 200 тыс. барр./сут) объёмы торгуемого на рынке сорта Brent и поддержит его в ближайшие десять лет. Кроме того, как подчёркивают представители Platts, качество сорта улучшится, что даст возможность настаивать на премии к его цене. Это может привести к серьёзным подвижкам на всём глобальном рынке. Ведь упомянутый эталонный сорт используется сегодня при определении котировок 60% всей реализуемой в мире нефти.

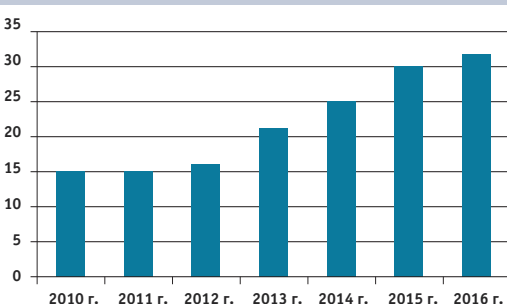
Поскольку Россия и ОПЕК снизили добычу, а американцы её нарастили, изменился уровень востребованности различных сортов нефти. Как уже отмечалось, США экспортируют в основном лёгкую малосернистую нефть. Её приток на мировой рынок привёл к тому, что спред между такими сортами, как

Рис. 6. Динамика китайского нефтяного импорта, тыс. барр./сут



Источник: S&P Global

Рис. 7. Динамика отгрузки нефти из порта Козьмино, млн т



Источник: S&P Global

Brent и Dubai, Urals и CPC (нефть Каспийского трубопроводного консорциума), достиг своего минимума. Например, сернистые сорта нефти (Dubai, Urals) оказались в большей степени востребованы и продаются ныне с гораздо меньшим дисконтом, чем несколько лет назад. Это, в свою очередь, серьёзно влияет на экономику мировой нефтепереработки. Сегодня в выигрыше оказались современные или прошедшие модернизацию НПЗ, которые могут работать с тяжёлыми сортами.

В связи с вышеупомянутыми изменениями корзины Brent произойдёт перераспределение влияния добывающих компаний в Северо-Европейском регионе. Благодаря включению в бенчмарк сырья месторождения Троль, у Statoil будет самая большая доля в добыче нефти, формирующей сорт. С начала 2018 г. она превзойдёт концерн Shell, несколько десятилетий лидировавший по этому показателю.

Однако в регионе формирования Brent осталось не так много месторождений лёгкой нефти, подобной сырью

Троль. В ближайшее время Statoil вводит в эксплуатацию в Северном море крупнейшее месторождение Юхан Свердруп. Окончательного инвестиционного решения по этому проекту ещё нет. Но, согласно утверждённому плану, месторождение будет осваиваться в несколько фаз. На полномасштабную добычу оно может выйти после 2022 г. Не так давно Statoil увеличила планируемый пик производства до 660 тыс. баррелей н. э. в сутки. Однако качество сырья на этом активе значительно отличается от качества нефти, составляющей корзину Brent.

Пока Platts утверждает, что не собирается в ближайшие годы возвращаться к вопросу добавления в эту корзину новых сортов, добываемых в других регионах мира. Но, по данным Rystad Energy, месторождение Троль поддержит Brent лишь до 2020 г. Затем добыча на нём начнёт падать (до 2025 г.). А 2026-й, по предварительным оценкам, может стать последним годом разработки нефтяной части месторождения.

Пока Platts утверждает, что не собирается в ближайшие годы возвращаться к вопросу добавления в эту корзину новых сортов, добываемых в других регионах мира. Но, по данным Rystad Energy, месторождение Троль поддержит Brent лишь до 2020 г. Затем добыча на нём начнёт падать (до 2025 г.). А 2026-й, по предварительным оценкам, может стать последним годом разработки нефтяной части месторождения.

### ПАДАЮЩАЯ ДОБЫЧА В ЕВРОПЕ

Согласно оценкам Rystad Energy, на Норвегию, Великобританию и Нидерланды приходится сегодня более 90% добычи нефти и газа в Западной Европе. Исторически производство углеводородов в регионе неуклонно снижалось ввиду естественного истощения зрелых месторождений, таких как Эксфиск (оператор – ConocoPhillips), Слайпнер (Statoil) и Осберг (Statoil) в

Северном море. Добыча на сухопутном Гронингене, крупнейшем газовом месторождении Нидерландов, в результате действия новых норм безопасности промышленных работ сократилась примерно с 1 млн баррелей н. э. в сутки в 2013 г. до 0,5 млн в прошлом году. По данным Platts, объём разрешённой добычи на Гронингене в 2017 г. сокращён до 21,6 млрд м<sup>3</sup>.

Тем не менее в 2015–2016 гг. суммарная добыча в Западной Европе стабилизировалась на уровне примерно 7 млн барр./сут. Согласно прогнозам, она сохранится на этой планке и в нынешнем году. Ключевыми источниками, компенсирующими падение производства на старых активах, стали месторождения Сноувит и Гульфакс Саус. Кроме того, в последние годы были введены в эксплуатацию месторождения Скарв (2012 г.), Гудрун (2014 г.) и Эдвард Григ (2015 г.).

Ожидается, что к 2021 г. добыча нефти в Западной Европе закрепится на полке в 6 млн барр./сут. Сдерживать её падение удастся преимущественно за счёт начавшейся в мае 2017-го разработки месторождения Шихалион, проекта Клер Ридж (старт добычи ожидается в первом квартале 2018 г.), а также газового месторождения Калзин (2019 г.) на британском шельфе Северного моря.

Вместе с тем, Platts прогнозирует резкое сокращение добычи газа в европейских странах. В частности, эксперты предсказывают быстрое её снижение на норвежском континентальном шельфе с середины 2020 годов.

По мнению аналитиков, главными источниками покрытия возникающего в связи с этим дефицита станет СПГ, а также российский трубопроводный газ. А вот возможности расширения трубопроводных поставок из Африки и Каспийского региона оцениваются весьма консервативно. Вместе с тем, избыток предложения газа в Европе может сохраниться до 2023 г. Это будет обусловлено ростом поставок СПГ. Поэтому предполагается, что цены в этот период упадут до минимума. Как следствие, вырастет спрос на газ, возникнет его дефицит и цены снова пойдут вверх.

Эксперты предсказывают, что после 2025 г. доля «голубого топлива» из РФ на европейских рынках составит около 44%. *«Мы прогнозируем стабильный рост экспорта российского газа в Европу. Начиная с 2007–2008 гг. наблюдалось сокращение газодобычи в России,*

*но оно было обусловлено снижением объёмов потребления на экспортных рынках. Таким образом, в РФ уже существуют обустроенные дополнительные мощности по производству газа с подведённой к месторождениям транспортной инфраструктурой. По нашим оценкам, уже существующие мощности в России (на уже разрабатываемых месторождениях) могут обеспечить дополнительный экспорт в европейские страны в объёме более 100 млрд м<sup>3</sup>. Сейчас очень много политической шумихи вокруг трубопроводных проектов в России. Однако мы полагаем, что новый проект “Газпрома” – “Северный поток-2” – будет вовремя сдан и обеспечит приток российского газа в Европу к середине 2020 г.»*, – отмечает Франк Конерц, руководитель группы количественного анализа компании Platts.

По мнению эксперта, этот проект станет экономически эффективным. Все поставляемые по «Северному потоку – 2» объёмы будут востребованы в Северо-Западной Европе. А вторая нитка «Турецкого потока» обеспечит транспортировку российского газа в южном и юго-восточном направлениях. Правда, есть серьёзная угроза этим проектам – введение новой порции американских санкций.

Эти опасения разделяет и «Газпром». Под новые санкции попадают компании, финансирующие сооружение экспортных трубопроводов из РФ. А ведь стоимость одного только «Северного потока – 2» оценивается в 9,5 млрд евро. И России будет сложно справиться тут в одиночку. Кроме того, запрещается предоставлять для таких проектов оборудование, технологии и услуги.

Представители европейских компаний, участвующих в создании второй очереди магистральной Nord Stream, выступили против введения таких санкций. В их числе – Shell, Engie, Uniper, OMW и Wintershall.

### **URALS ОСТАЁТСЯ ЛИДЕРОМ**

Каким образом упомянутые трансформации на мировых рынках могут отразиться на российском нефтяном экспорте?

Согласно прогнозу Института энергетики и финансов, на фоне сокращения объёмов нефтепереработки и ввода в эксплуатацию ряда гринфилдов экспорт российской нефти может в ближайшие 5–6 лет вырасти на 1–2 млн барр./сут и даже больше. По словам заместителя

директора института Алексея Белогорьева, роль России в балансировке спроса и предложения на мировых нефтяных рынках в среднесрочной перспективе будет критичной. Однако примерно с середины 2020-х может начаться сокращение отечественной нефтедобычи нефти из-за её естественного падения на зрелых месторождениях. Это приведёт к снижению влияния РФ на глобальном рынке.

По оценкам Argus, российские компании сейчас заинтересованы в увеличении экспортных поставок. *«Многие европейские страны увеличили закупки российского сорта Urals. В прошлом году Испания нарастила его импорт на 27%, Франция – на 26,5%, а Португалия – в 4 раза. Объёмы переработки растут на фоне увеличения предложения со стороны Ирана, Ирака и сокращения добычи на североморских месторождениях. Маржа нефтепереработки на НПЗ Чехии, Словакии, Венгрии, Польши достигла своих максимальных показателей в начале этого года. Финская Neste увеличила в своей корзине долю Urals с 76% до 90%. В первом полугодии этого года потоки российского Urals активно направлялись в страны АТР: по сравнению с аналогичным периодом прошлого года они выросли в пять раз. Половина из них идёт в Индию, закупившую порядка 1,2 млн т российской нефти»*, – отмечает редактор Argus Анна Солодовникова.

Несмотря на огромное плечо танкерных поставок Urals, идущих через Суэцкий канал или в обход всей Африки, благодаря низкой стоимости фрахта Urals востребован на азиатских рынках даже при ценах в районе 50 долларов за баррель.

А в Европе Urals явно доминирует. Как напоминает Александр Ершов, главный редактор новостей товарных рынков и энергетики Reuters, НПЗ стараются использовать как можно больше дешёвого сырья. Поэтому они инвестируют в технологии, которые позволяют из тяжёлых сортов получать премиальные лёгкие нефтепродукты. *«Urals отлично подходит для европейских нефтепереработчиков. Здесь много современных НПЗ, адаптированных к использованию российской нефти. Переход на другие сорта – непростой процесс, требующий значительных инвестиций. Компании решаются на такие изменения, как правило, в рамках средне- или долгосрочной стратегии. Поэтому бывали в недавнем прошлом и такие моменты, когда Urals торговался с премией к Brent. Российско-*

го сорта на европейских рынках уже давно гораздо больше, чем Brent. Но Urals вряд ли станет эталонным сортом в ближайшее время: дело не объёмах, а в доверии», – отмечает эксперт.

Но, если аналогичные Urals сорта будут продаваться в течение долгого времени дешевле, европейские НПЗ могут легко перейти на них. В частности, наблюдается серьёзная конкуренция со стороны ближневосточной нефти. Например, марка Kirkuk, поставляемая из Курдистана, активно соперничает сегодня с российской нефтью в Европе. К примеру, раньше одним из крупнейших покупателей российского «чёрного золота» была Польша. А теперь бывают месяцы, когда эта страна полностью отказывается от поставок из РФ.

По мнению Александра Ершова, это чисто экономическая конкуренция. Например, свою роль сыграли низкие издержки на фрахт. Благодаря им удаётся доставить ближневосточную нефть на рынки Балтики с минимальными издержками, несмотря на большое транспортное плечо. Российский сорт Urals, в свою очередь, двинулся на премиальные ази-

атские рынки. В частности, в Юго-Восточную Азию.

В связи с переориентацией потоков нефти особый интерес представляют недавно заключённые контракты «Роснефти» с Курдистаном. Напомним, в начале июня российская компания договорилась с правительством Курдского автономного района Ирака о доступе к региональной системе нефтепроводов, мощность которой составляет 700 тыс. барр./сут, планируется её расширение до 1 млн барр./сут (50 млн т в год). А в феврале нынешнего года Rosneft Trading S.A. согласовала покупку в 2017–2019 гг. курдской нефти на сумму порядка 3 млрд долларов. Это сырьё должно поступить на НПЗ «Роснефти» в Германии.

Но российская компания на этом не останавливается. Она намерена войти и в сегмент upstream Курдистана: провести геологоразведку и начать разработку пяти блоков со значительным ресурсным потенциалом.

Новым источником сырья для зарубежных НПЗ «Роснефти» станут и ливийские месторождения. В июле стало известно, что российская ВИНК договори-

лась с Ливийской национальной нефтяной корпорацией о покупке нефти, а также об инвестициях в нефтедобычу этой североафриканской страны. «Если ты не можешь что-то победить, нужно это возглавить», – шутит А. Ершов.

Одно из главных событий последнего времени – возвращение Ирана на мировой рынок. Причём «чёрное золото» Исламской Республики стало активно конкурировать в Европе (особенно в Средиземноморье) с российским сырьём. Индия также оказалась ключевым покупателем иранской нефти. Это одно из самых привлекательных направлений для поставок, поскольку эксперты прогнозируют хорошие темпы прироста спроса на энергоресурсы на индийском рынке.

Таким образом, несмотря на достаточно прочные рыночные позиции российской нефти, у неё есть и серьёзные конкуренты. Поэтому задача отрасли – и дальше снижать издержки, повышать эффективность добычи и транспортировки сырья. Только так можно победить в разворачивающейся битве за мировые энергетические рынки. ■

**Дорогие друзья!**

**Уважаемые клиенты, партнёры и коллеги!**

*НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» поздравляет вас с профессиональным праздником – Днём работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!*

*Топливо-энергетический комплекс – важнейший элемент российской экономики, развитие которого невозможно без ежедневного труда и вклада каждого работника отрасли. Безусловно, работники ТЭК – ключевое звено этой сложной и подчас опасной сферы деятельности, от которой в частности зависит благосостояние нашей страны.*

*Особые слова признания и благодарности мы хотели бы в этот день сказать работникам предприятий Группы «ЛУКОЙЛ», для которых на протяжении 23 лет совместно с Нефтяной компанией наш Фонд реализует проект по корпоративному пенсионному обеспечению. Мы гордимся тем, что являемся частью большой корпоративной культуры «ЛУКОЙЛа» и стоим на страже социальной защиты нефтяников.*

*От всей души желаем вам крепкого здоровья, долгих лет успешной работы, новых профессиональных достижений и уверенности в завтрашнем дне! Счастья и благополучия вам и вашим близким!*

**Искренне ваш,  
НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ»**

**Лукойл-Гарант**

Негосударственный пенсионный фонд



# Здоровье сотрудников – главный капитал компании!

Целевая диспансеризация – приоритет корпоративной системы охраны здоровья работников организаций группы «ЛУКОЙЛ»

**В. БУЛАНОВ,**  
заместитель генерального директора  
по медицинской деятельности  
ООО «МЕДИС»;  
**А. РЫКОВА,**  
директор департамента корпоративного  
личного страхования  
ОАО «Капитал Страхование»

**Система охраны здоровья работников организаций Группы «ЛУКОЙЛ» содержит комплекс мер экономического, социального, медицинского, санитарно-эпидемиологического характера. Она направлена на повышение эффективности труда персонала на основе сохранения и укрепления физического и психологического здоровья. Основу данной системы составляют добровольное медицинское страхование (ДМС) и производственная медицина.**

**В** настоящее время в полном соответствии с Трудовым кодексом РФ во всех организациях, входящих в структуру Группы «ЛУКОЙЛ», своевременно и в полном объёме проводятся обязательные медицинские осмотры работников, занятых на вредных и опасных производствах. При выявлении медицинских противопоказаний осуществляется экспертиза их профессиональной пригодности для продолжения работы, обеспечивается оказание первичной медицинской помощи в здравпунктах, осуществляются мероприятия по вакцинопрофилактике ряда инфекционных заболеваний. Организуется также медицинская помощь в рамках ДМС, которая обеспечивает работникам возможность получать дополнительные услуги к программам обязательного медицинского страхования.

Преимущества ДМС для предприятий более чем очевидны. В первую очередь, это экономическая выгода. При планировании бюджета, заблаговременно вы-

деляя средства на добровольное медицинское страхование сотрудников, предприятие освобождает себя от более крупных расходов, возникающих при необходимости оплаты больничных листов. Экономия рабочего времени сотрудников за счёт оказания своевременно и на должном уровне медицинской помощи в рамках ДМС ведёт к повышению производительности труда и снижению затрат предприятия, связанных с нетрудоспособностью работников.

Привлекательной для предприятий выглядит и возможность относить затраты по страхованию своих сотрудников к себестоимости. Серьёзным плюсом служит и тот факт, что наиболее заинтересованной стороной в скорейшем выздоровлении застрахованного сотрудника является сама страховая компания. А гарантией её стабильного сотрудничества с предприятием является не только своевременно оказанная, но и качественная медицинская помощь, включая высокотехнологическую.

Сегодня основными вызовами для российских предприятий является усиление глобальной конкуренции, возрастание роли человеческого капитала и инноваций. Одной же из главных характеристик человеческого капитала служит состояние здоровья работающих. В этих условиях руководство ПАО «ЛУКОЙЛ» предпринимает дополнительные меры по сохранению и укреплению здоровья своих работников.

водственной деятельности организаций Группы «ЛУКОЙЛ», так как практически на каждом предприятии имеются подразделения ООО «МЕДИС» и каждый работник может в шаговой доступности пройти обследование.

Исходным блоком мероприятий, выполняемых медицинскими подразделениями ООО «МЕДИС» в тесном сотрудничестве с администрацией предприятия и страховой компанией, служит из-

ся необходимая преемственность в оказании медицинской помощи.

Следующее звено в осуществлении целевой диспансеризации – проведение скрининга по выбранной медицинской программе с последующим распределением пациентов на целевые группы динамического наблюдения.

Не менее важным элементом выступает разработка и реализация рекомендаций как отдельно для каждого работника, так и для работодателя в целом. Они направлены на устранение или снижение суммарного риска развития заболеваний сердечно-сосудистой системы и их осложнений. Конечным результатом в реализуемой организационной модели проведения целевой диспансеризации является составление индивидуального плана диспансерного наблюдения и контроль реализации лечебно-оздоровительных мероприятий, организуемых в рамках действующих программ ДМС с привлечением ресурсов амбулаторно-поликлинических подразделений и здравпунктов ООО «МЕДИС».

Только за последний год в программу целевой диспансеризации были вовлечены свыше 10 тыс. работников более 20 организаций Группы «ЛУКОЙЛ». Применение современных медицинских и организационных технологий позволило впервые своевременно выявить заболевания сердечно-сосудистой системы и уточнить диагноз у 25% работников, прошедших исследование. Факторы риска развития заболеваний были установлены почти у 60% обследованных. Большинство выявленных факторов относятся к «управляемым», что позволяет за счёт разработки и реализации индивидуальных и коллективных профилактических мероприятий, проводимых в рамках ДМС и производственной медицины, значительно снизить риск развития заболеваний сердечно-сосудистой системы у здоровых лиц, риск прогрессирования и развития осложнений у работников с имеющимися заболеваниями сердечно-сосудистой системы.

Результаты медицинских осмотров, осуществляемых в рамках действующей системы охраны здоровья в организациях Группы «ЛУКОЙЛ», являются основой объективного отбора работников предприятия для участия в программах первичной и вторичной профилактики заболеваний. Они обеспечивают принятие управленческих решений в части организации медицинской помощи и при планировании реабилитационных и оздоровительных мероприятий. ■



Для претворения в жизнь положений письма первого исполнительного вице-президента ПАО «ЛУКОЙЛ» Р. У. Маганова «О мерах по совершенствованию состояния здоровья работников» страховой компанией ОАО «Капитал Страхование» и медицинской компанией «МЕДИС» разработаны предложения по формированию программы медицинских мероприятий, направленных на снижение риска преждевременной и внезапной смерти на рабочем месте работников предприятий Группы «ЛУКОЙЛ».

Одной из её составляющих является проведение целевых медицинских осмотров по утверждённым программам, направленных на выявление факторов риска развития заболеваний сердечно-сосудистой системы, раннюю диагностику заболеваний сердечно-сосудистой системы и предупреждение осложнений с целью снижения уровня заболеваемости с временной утратой трудоспособности, инвалидизации и смертности от острых коронарных и церебральных расстройств.

Важным преимуществом реализации таких программ является то, что целевые осмотры осуществляются в непосредственной близости от зоны произ-

водства, определяющих здоровье работника конкретного предприятия. В рамках данной работы учитываются социально-экономические и производственные факторы, условия труда, проводится оценка уровня и возможностей территориального здравоохранения и т. д.

В результате многофакторного анализа условий возникновения и прогрессирования заболеваний, главным образом заболеваний с временной и стойкой утратой трудоспособности, а также повышенным риском преждевременной смертности, формируются программы целевой диспансеризации, технологии медицинских осмотров и целевые аудитории контингента, подлежащего их прохождению.

Особенностью организации целевой диспансеризации, приближенной к производственному процессу, является потребность чёткого определения медицинских технологий, необходимых и доступных на уровне организаций первичного звена. Таким образом, учитывается реальное состояние медицинских организаций, осуществляющих медобслуживание работающих, и обеспечивает-



Антон Усов,  
партнёр, руководитель международной практики  
по работе с компаниями нефтегазового сектора  
КПМГ в России и СНГ



# Энергия будущего – СПГ

Рынок сжиженного газа имеет очень хорошие перспективы, но нуждается в определённых трансформациях<sup>1</sup>

Международное энергетическое агентство (МЭА) в своём отчете «Газ 2017. Анализ и прогнозы до 2022 г.»<sup>2</sup> отметило, что Россия остаётся вторым по размеру производителем газа после США. Ежегодный прирост добычи газа в РФ до 2022 г. – 1,5% (в 2016 г. она составила 640,2 млрд м<sup>3</sup>). Одной из предпосылок для такого роста является расширение производства сжиженного природного газа, в частности реализация проекта «Ямал СПГ». Кроме того, ожидается, что увеличение добычи будет поддерживаться за счёт европейского рынка. Там уже возобновился спрос на «голубое топливо» ввиду закрытия ряда угольных шахт и снижения цен на газ. А российский газ, несмотря на все нюансы, продолжает оставаться наиболее выгодным в ценовом аспекте для европейцев. Одновременно с этим аналитики полагают, что доля трубопроводных поставок газа в мире будет сокращаться.

## ИЗМЕНЕНИЕ БИЗНЕС-МОДЕЛЕЙ

Рынок СПГ всегда развивался в связке с нефтяной промышленностью. Сейчас же он переживает трансформацию, через которую нефтяная отрасль прошла ещё в 1980 годах. Тогда на рынке царили вертикально интегрированные компании, официальные цены и поставки «от точки до точки». Теперь же отрасль превратилась в бизнес с разнообразным составом покупателей, трейдеров и продавцов, а рынок стал более прозрачным благодаря маркерному сорту нефти Brent. В сфере СПГ сейчас происходит нечто похожее. Цены становятся более прозрачными, а круг игроков существенно расширился. При этом регулярно появляются новые поставщики и рынки.

Стремительная трансформация бизнес-моделей трейдеров СПГ началась одновременно с наступлением благоприятной фазы экономического цикла. С точки зрения предложения появление большого числа новых поставщиков (а также вариантов поставок) в сочетании с незаконтрактрованными объёмами привело к снижению цен. А с точки зрения спроса – усилились позиции покупателей, которые теперь могут влиять на условия сделок. Доступ к ресурсам

стал простым, дешёвым и гибким, а стремление к снижению затрат и необходимость задумываться об экологических последствиях стимулируют создание новых рынков.

Первое изменение – это переход рынка СПГ из состояния недостаточного предложения и высоких цен в 2011–2014 гг. к перенасыщению в результате деятельности новых поставщиков. Предыдущий всплеск предложения (примерно в 2008–2009 гг.) произошёл преимущественно благодаря Катару. Используя положение доминирующего игрока, он мог управлять ситуацией на рынке, чтобы уменьшить избыток предложения. Сейчас же основные драйверы возросших объёмов поставок – Австралия и США, где действуют многочисленные частные компании-производители. После 2020 г. к ним могут присоединиться Канада, Восточная Африка и другие страны и регионы.

Раньше сжижение природного газа было прерогативой мировых нефтяных гигантов и крупных национальных нефтяных корпораций. Однако сейчас этот процесс стал доступен компаниям меньших размеров. Избыток предложения совпал с падением нефтяных котировок

<sup>1</sup> На основе глобального исследования КПМГ «Требовательные покупатели: что нужно знать продавцам СПГ», 2017 г.  
<sup>2</sup> См.: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/gas2017MRSsum.pdf>



(середина 2014-го), что привело к снижению и спотовых цен, и цен, привязанных к стоимости нефти.

В настоящее время компании вынуждены заботиться о сбыте существенных незаконтрактованных объемов СПГ, которые будут оказывать дополнительное давление на цены. Примерно из 3800 млн т СПГ, которые будут проданы в течение 10 лет (2016–2025 гг.), на данный момент 23% не законтрактованы. При этом около 11% предполагается произвести на заводах, которые функционируют уже более 20 лет и готовы в целях привлечения покупателей продавать СПГ по цене, близкой к себестоимости. Текущий период избыточного предложения грозит продлиться до 2025 г. Но, по оценкам ряда экспертов, он может закончиться уже к 2020 г. ввиду снижения цен, которые стимулируют рост спроса.

#### НОВЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ

Другое изменение – появление новых потребителей СПГ. Так была создана компания JERA (совместное предприятие компаний TEPCO и Chubu Electric), ставшая крупнейшим в мире покупателем сжиженного газа. Её долгосрочные

контракты предусматривают приобретение 35 млн т в год. В 2016 году произошли беспрецедентные для отрасли события: JERA перепродала свою первую партию СПГ в Южную Корею, была совершена первая для Японии покупка СПГ на заводе, расположенном на материковой части США.

В ноябре 2016-го Японская комиссия по добросовестной конкуренции начала изучение положений контрактов о пункте назначения, которые запрещают перепродавать СПГ третьим лицам. Исключение таких положений из договоров позволит свободно перемещать сжиженный газ на другие рынки, когда японские покупатели в нём не нуждаются или когда появляется более привлекательная возможность для его реализации.

Что касается покупателей, то для них одним из крупнейших изменений стало появление плавучих установок для регазификации и хранения газа. Такие установки можно относительно быстро и недорого ввести в эксплуатацию и использовать для обслуживания небольших или сезонных рынков (а также рынков, ёмкость которых в долгосрочной перспективе далеко не ясна). Впервые по-

добная установка была использована в Мексиканском заливе в 2005 г., а сейчас подобная технология уже стала стандартной.

Вследствие относительно низких цен на СПГ и лёгкости доступа к этому ресурсу (благодаря плавучим установкам) открываются новые рынки. Примечательно, что некоторые новые покупатели, такие как ОАЭ, Кувейт, Египет, Пакистан и отчасти Индонезия, ранее были экспортёрами газа или могли самостоятельно обеспечить себя им. Но вследствие сокращения объёмов производства и (или) быстрого роста спроса, они переместились в категорию стран-импортёров. В ближайшие годы в эту группу попадёт ещё много государств, так что можно заранее задуматься о необходимости удовлетворения их спроса.

Давние покупатели также демонстрируют значительный потенциал роста потребления. Несмотря на прогнозируемое снижение спроса со стороны Японии, существуют два фактора его расширения в глобальном масштабе. Это использование газа в транспортном секторе, а также активизация процесса урбанизации в развивающихся азиатских странах. Новый средний класс будет предъявлять

всё более строгие требования в сфере экологии, а Китай и Индия и вовсе установили плановые показатели по уменьшению рыночной доли угля и повышению доли газа.

Прошло то время, когда СПГ был очень дорогостоящим. Сейчас, на фоне падения цен, он обрёл новые конкурентные преимущества. Однако поставщики СПГ должны сделать для себя немаловажный вывод о том, что для сохранения позиций им придётся удерживать свои расходы на низком уровне. При этом, несмотря на относительную дешевизну по сравнению с нефтью, газ сталкивается с определённой конкуренцией. Возобновляемые источники энергии – особенно энергия ветра и солнца – постепенно сокращают себестоимость и становятся экономически весьма эффективными. Но их бесперебойное функционирование по-прежнему невозможно без дополнительных источников энергии. Причём именно газ обычно является наиболее оптимальным и доступным способом «поддержки» ВИЭ.

Газ при условии умеренных цен на него также является идеальным сырьём для химической промышленности, в частности – для производства минеральных удобрений.

Но, чтобы отвоевать новые рынки у нефти, особенно в транспортном секторе, недостаточно снизить стоимость СПГ – необходимо улучшить логистику и преодолеть консерватизм потребителей.

### Рыночные неопределённости

В то же время существует целый ряд неопределённостей экономического, политического и природоохранного характера, которые способны ограничить расширение рынка СПГ. Конечно, они не поставят под угрозу его развитие, но могут существенно повлиять на форму и скорость преобразований. Чтобы успешно справиться с подобными непредвиденными обстоятельствами, необходимо тщательно продумать бизнес-модели и грамотно сформировать круг покупателей, трейдеров и поставщиков.

Усиление позиций покупателей, изысков незаконтрактанных объёмов СПГ, разнообразие игроков на рынке и более гибкая инфраструктура импорта – все эти факторы приводят к увеличению числа сделок на спотовом рынке и краткосрочных контрактов. Они также способствуют выбору поставок на условиях «франко-борт» (FOB) вместо «доставки

на борт корабля» (DES). В 2015 г. объём торговых операций на спотовом рынке и в рамках краткосрочных контрактов достиг уровня почти в 30% от общего объёма операций.

По мере падения цен и на фоне избыточного предложения покупателя будут стремиться сокращать объёмы приобретения СПГ по долгосрочным контрактам и с привязкой к цене нефти. Предпочтение всё больше будет отдаваться спотовым поставкам. Хотя в краткосрочной перспективе поставщики могут негативно отнестись к такой тенденции.

Более ликвидный рынок, характеризующийся появлением новых игроков по всей цепочке, порождает разнообразие цены. Американские поставщики предлагают осуществлять ценообразование на основе стоимости природного газа на Henry Hub. Сингапур также позиционирует себя как центр ценообразования. Ценовые агентства, наряду с общепринятой ценой Джакарты, теперь также публикуют ближневосточные котировки. Ещё одним потенциальным центром ценообразования является Китай, благодаря широкому доступу к местному и импортируемому трубопроводному газу и СПГ.

Новые ценовые базы создают сложности при формировании портфелей – как для поставщиков, так и для покупателей. Даже несмотря на сближение мировых цен на СПГ, которые могут отличаться только стоимостью транспортировки, ценовые предпочтения конечных пользователей могут быть чрезвычайно разнообразными. Они зависят от множества факторов. Покупатели должны быть уверены в том, что их ценовая база совпадёт с ценовой базой конечных потребителей газа и (или) электроэнергии.

В новых центрах создаются маркетинговые инструменты управления ценовыми рисками (посредством страхования и предоставления опционов). Но привлечение достаточного объёма ликвидности потребует длительного времени. В свою очередь, поставщики нацелены на получение доходов, которые оправдали бы многолетние и многомиллиардные инвестиции. Они добиваются этого путём внедрения новых бизнес-моделей, создания партнёрских отношений и ведения сопутствующей деятельности.

Среди новых поставщиков следует особо отметить операторов небольших (в том числе плавучих) установок для сжижения, а также операторов установок на

давальческом сырье, включая ряд американских проектов. Крупные трейдеры (Vitol, Trafigura, Glencore, Mercuria и Gunvor) также выходят на рынок СПГ, равно как и нефтяные компании, которые пока не имеют собственного производства. Корпорации вроде Shell и BP уже давно обзавелись развитыми площадками по торговле СПГ, но сейчас традиционные азиатские покупатели тоже становятся трейдерами.

Всё более активное использование плавучих установок создаёт потребность в привлечении поставщиков, арендующих судна на относительно небольшие сроки, таких как Excelerate и Golar. Осуществление поставок небольших объёмов СПГ для снабжения отдельных потребителей рождает спрос на дополнительные операции по хранению, разбивке на более мелкие партии и перераспределению СПГ. Коммерциализация приведёт к расширению рыночных механизмов. Трейдеры начинают инвестировать в физическую инфраструктуру СПГ.

Сочетание новых технологий, рынков и избыточного предложения снимает многие спорные вопросы относительно развития сектора СПГ. Сегодняшним поставщикам и покупателям необходимо разрабатывать бизнес-модели, кардинально отличающиеся от используемых ими традиционных подходов. Сложившееся избыточное предложение создаёт предпосылки для формирования и выхода на новые рынки. Данный период будет чрезвычайно сложным для высокотратных поставщиков. Они окажутся под давлением в части показателей маржи и (или) загрузки мощностей. Но равновесие между спросом и предложением может быть восстановлено раньше, чем многие прогнозируют в сложившихся политических, экономических и регуляторных обстоятельствах. Это потребует грамотного формирования гибких портфелей активов.

\*\*\*

СПГ занимает весьма выгодные позиции и вполне может стать одним из основных мировых источников энергии в обозримом будущем. Но бизнесу необходимо переориентироваться на ценность для заказчика в рамках открытой и доступной системы. В связи с этим России, несомненно, выгодно делать фокус на СПГ и наращивать объёмы его производства. ■



# Дорогие коллеги!

АО «КПМГ» от души поздравляет вас с профессиональным праздником.

Ваше трудолюбие, целеустремленность и высочайший профессионализм способствуют развитию не только нефтегазовой отрасли, но и всей нашей страны. Мы безмерно уважаем ваш труд и гордимся нашим сотрудничеством с крупнейшими нефтегазовыми компаниям России.

Желаем, чтобы вам во всем сопутствовала удача, каждый день был наполнен радостью и добром. Крепкого здоровья вам и вашим близким.

С Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

© 2017 г. КПМГ. КПМГ означает АО «КПМГ», ООО «КПМГ Налоги и Консультирование», компании, зарегистрированные в соответствии с законодательством Российской Федерации, и КПМГ Лимитед, компанию, зарегистрированную в соответствии с Законом о компаниях (о. Гернси) с изменениями от 2008 г. Все права защищены.

КПМГ и логотип КПМГ являются зарегистрированными товарными знаками или товарными знаками ассоциации KPMG International.

РЕКЛАМА. 0+



# СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ

## Глобальные и локальные рынки нефти и нефтепродуктов: анализ, ценообразование, торговые потоки

21 СЕНТЯБРЯ 2017, МОСКВА, МЕТРОПОЛЬ



Ценообразование  
на нефть и нефтепродукты



Анализ  
нефтеперерабатывающей отрасли,  
спрос и предложение



Волатильность  
нефтяных цен



Торговые потоки  
и экспорт нефтепродуктов



Бенчмарки и ключевые  
индикаторы



Новые инструменты  
биржевой торговли

Организатор

НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
ФОРУМ

Подробная информация об участии в мероприятии по телефонам:

+7 (495) 640-34-64, 620-58-44, 8-800-333-05-15,

e-mail: [mail@oilandgasforum.ru](mailto:mail@oilandgasforum.ru), [www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

# Платформы остаются без работы

Падение цен на нефть и политические пертурбации негативно сказались на рынке морских буровых установок

Константин СЕРГЕЕВ

Три последних года оказались непростыми для ещё недавно процветающего бизнеса подводных буровых работ. Основные причины – нестабильность цен на нефть и ограничение возможностей участия в проектах в акваториях РФ из-за западных санкций. Каково положение дел сегодня и что можно ожидать в будущем? Инвестиции добывающих компаний в подводное бурение начали динамично расти сразу после финансового кризиса 2008–2009 гг. При этом, согласно исследованиям GBI Research, на протяжении 2010–2015 гг. они должны были ежегодно увеличиваться в среднем на 6,6%, вплоть до 490 млрд долларов. Большую часть этих средств предполагалось направить на освоение глубоководных зон – в акватории Мексиканского залива, у побережья Бразилии, Западной Африки, а также ряда стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Соответственно, серьёзными были и планы компаний-операторов, рассчитывавших существенно пополнить свои специализированные флоты для удовлетворения ожидаемого спроса в последующие годы. Начало ценового кризиса на рынке энергоносителей (лето 2014 г.) внесло отрезвляющие коррективы в эти планы. Хотя и после этого надежды на быстрое восстановление рынка всё же сохранялись.

## БЕЗНАДЕЖНЫЕ НАДЕЖДЫ

Эксперты прогнозировали частичное замораживание профильных инвестиционных программ, отсрочку ввода в строй нового тоннажа и активный вывод из эксплуатации «пожилых» платформ. Тем не менее к 2017 г. ожидалось увеличение числа действующих морских буровых установок (МБУ) до 497 единиц (см. рис. 1).

Между тем, финансирование программ морского бурения продолжало сворачиваться быстрыми темпами. Несмотря на некоторую стабилизацию нефтяных котировок и даже робкие надежды на их восходящую коррекцию (хотя бы до 55–57 долл./барр.), этот показатель по итогам 2016 г. просел ещё на 30–35%. И существ-



венного замедления данного процесса в 2017 г. пока не предвидится.

При этом текущее предложение на рынке МБУ продолжает значительно превышать спрос. Уже в ближайшие месяцы этот дисбаланс рискует увеличиться за счёт ввода в строй новых платформ, заказанных в 2011–2013 гг. Согласно информации портала RigZone, операторы стремятся перенести сроки приёма новых БУ на 2018–2019 гг. Тем не менее рынку вряд ли удастся благополучно переварить оставшиеся 22 плавучие и 73 самоподъёмные БУ, которые всё-таки должны быть сданы в эксплуатацию в 2017 г. Отмечается, что не более десяти из них могут рассчитывать на реальные контракты сразу же после ввода в строй.

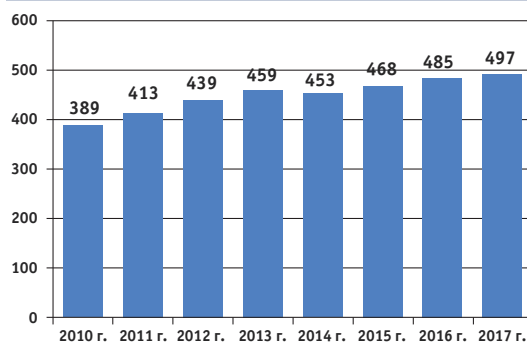
Всего к началу 2017 г. велось строительство почти 160 новых платформ различных типов по сравнению со 184 годом ранее. Что же касается списания возрастных МБУ, то его темпы представляются всё ещё недостаточными, чтобы компенсировать приток на рынок нового тоннажа. Как следствие, работы хватает далеко не всем, а общее количество МБУ, задействованных к началу 2017 г., оказалось почти на сотню меньше, чем это предполагалось ранее (см. табл. 1).

Согласно исследованиям IHS Petrodata, за два последних года общее количество МБП уменьшилось всего лишь на 9,5%, в то время как число работающих установок за тот же период сократилось в 1,5(!) раза – до 403 единиц.

## ГЕОГРАФИЯ ИСХОДА

Активный вывод платформ из эксплуатации наблюдался практически во всех основных регионах морской нефтегазодобычи. Наибольшее сокращение количества МБУ (на 42 единицы) в рассматриваемый период было зафиксировано в Латинской Америке. К этому региону отнесены воды морей Центральной и Южной Америки, стран Карибского бассейна и Мексиканский залив (за исключением сектора

Рис. 1. Динамика числа действующих морских буровых установок, ед.



Источник: Statista.

Табл. 1. Динамика количества платформ для морских буровых работ (ТОП-10 западных компаний-операторов по основным регионам использования)

Компания	Всего установок		Работают		В постройке		Мексиканский залив (сектор США)		Латинская Америка		Северо-Западная Европа		Западная Африка		Ближний Восток		АТР		Остальные	
Transocean	86	67	52	24	7	9	13	8	6	13	19	15	14	8	0	1	26	20	8	2
Enso	72	53	53	28	7	0	17	9	4	2	12	11	9	6	12	11	16	12	2	2
Seadrill	62	56	37	22	12	14	6	6	15	6	0	1	11	12	6	7	22	23	2	1
COSL	46	46	39	21	3	1	0	0	3	3	3	3	0	0	4	4	36	36	0	0
Diamond Offshore	41	28	24	8	2	0	9	11	16	3	5	6	2	1	0	0	7	6	2	1
Paragon Offshore	40	37	26	4	0	0	3	12	14	3	8	10	5	3	9	8	1	1	0	0
Shelf Drilling	39	37	30	20	2	1	0	0	0	0	0	0	5	6	16	17	17	12	1	2
Hercules Offshore*/PdVSA	35	29	15	2	1	0	24	0	0	29	1	0	3	0	3	0	4	0	0	0
Noble	35	30	24	20	1	0	11	10	2	0	3	4	1	0	8	9	7	6	3	1
Rowan	34	30	25	18	1	0	9	8	2	3	6	6	1	0	10	13	5	0	1	0
Всего ТОП-10	490	413	325	167	36	25	92	64	62	62	57	56	51	36	68	70	141	116	19	9
Весь мировой флот	1188	1075	680	403	180	159	121	105	219	177	101	107	96	75	167	176	414	376	70	59
Доля ТОП-10	41,2%	38,4%	47,8%	41,4%	20,0%	15,7%	76,0%	61,0%	28,3%	35,0%	56,4%	52,3%	53,1%	48,0%	40,7%	39,8%	34,1%	30,9%	27,1%	15,3%

Источники: IHS Petrodata. Данные по состоянию на 31.12.2014 г. и 31.12.2016 г.

Примечание. Типы платформ, учтённые в таблице: арктические, буровые баржи (только открытое море), буровые суда, мобильные, полупогружные, погружные, вспомогательные.

\* По итогам 2016 г. компания Hercules Offshore вышла из рейтинга ТОП-10 по версии IHS Petrodata.

США). Примечательно, что в основном эти потери коснулись мелких операторов, в то время как ТОП-10 крупных не только сохранили, но и укрепили свои позиции. Впрочем, не обошлось и без сенсаций регионального масштаба. Как раз в прошлом году в десятку лидеров вошла государственная нефтяная компания Венесуэлы (Petroleos de Venezuela, или PdVSA). Однако в данном случае количество МБУ ещё одно не свидетельствует о расширении перспектив добычи. Большинство платформ этой компании составляют буровые баржи, оперирующие в акватории озера Маракайбо.

Численность МБУ в *Азиатско-Тихоокеанском регионе* сократилась на 38 единиц. Признанный региональный лидер – китайская COSL – сохранил все свои установки, однако фактически задействована едва половина из них.

Чуть меньше (21 установка) потеряли за это время разработчики шельфа Западной Африки (преимущественно в глубоководном секторе). Примечательно, что и здесь, и в АТР исход возглавили именно крупные операторы.

Ещё более жестокая конкуренция «тяжеловесов» наблюдалась в секторе Мексиканского залива, контролируемом США. В этой традиционной «нефтяной кладовой» Соединённых Штатов в целом удалось удержать добычу на предкризисном уровне. А сокращение общего количества МБУ

было весьма умеренным (на 16 единиц). Однако крупные операторы здесь вынуждены временно вывести из эксплуатации 28 установок различного типа, а освободившаяся ниша была занята «малышами». Всего же к началу текущего года в режиме «холодной» консервации находилось 57 МБУ, то есть больше половины всех мощностей, сосредоточенных в этом регионе.

В водах *Северо-Западной Европы* буровых платформ немного прибавилось (+6), однако количество действующих, напротив, существенно сократилось – почти на 20 только за прошлый год. Это кажущееся противоречие частично объясняется тем, что большинство здешних МБУ спроектировано для жёстких природно-климатических условий эксплуатации. Поэтому, оставшись без работы в северных морях Европы, они не могут рассчитывать на применение в других, более теплых районах. А санкции не позволяют использовать их на российском шельфе. В результате эти МБУ консервируются в ожидании лучших времён.

Наиболее же оптимистичная статистика – на *Ближнем Востоке*. Здесь в 2015–2017 гг. число буровых платформ выросло на 9 единиц (+5 только в 2016 г.). Однако в прошлом году 13 установок прекратили добычу, причём восемь из них были законсервированы на месте. Заметим, что даже в столь перспективном регионе крупные компании вынуждены были слегка потесниться.

## Ряды лидеров редуют

Что же до персонального состава ведущей десятки операторов МБУ, то и в нём произошли интересные изменения. Они касаются в основном американских корпораций. В частности, Diamond Offshore (США), которая преимущественно специализируется на глубоководных работах, переместилась с пятого на последнее место в рейтинге (по версии IHS Petrodata). За прошедшие два года численность МБУ компании сократилась почти вдвое, причём только в 2016 г. – на 5 платформ. Чтобы уменьшить расходы на содержание простаивающего тоннажа, Diamond существенно активизировала как продажу, так и списание установок. Однако к началу 2017 г. работой были обеспечены лишь восемь из них, то есть втрое меньше, чем в конце 2014 г.

Ещё одна крупная американская корпорация – Hercules Offshore, недавний лидер рынка самоподъёмных морских буровых платформ, – успела пережить два последовательных банкротства. И, похоже, она окончательно покинула рейтинг ТОП-10. Этот процесс сопровождался распродажей новых установок компании. В частности, самоподъёмная платформа Hercules Highlander недавно перешла в собственность Maersk Drilling, что позволило ей получить пятилетний контракт на работы в Северном море.

Однако в целом по рынку подобные примеры долгосрочного обеспечения занято-

сти даже самых современных платформ пока представляют собой лишь счастливые исключения. Это характерно практически для всех типов МБП, несмотря на более чем существенное снижение арендных ставок. Особенно этот процесс заметен при сравнении соответствующих показателей за три года действия антироссийских санкций.

### ИСПЫТАНИЯ ГЛУБИНОЙ

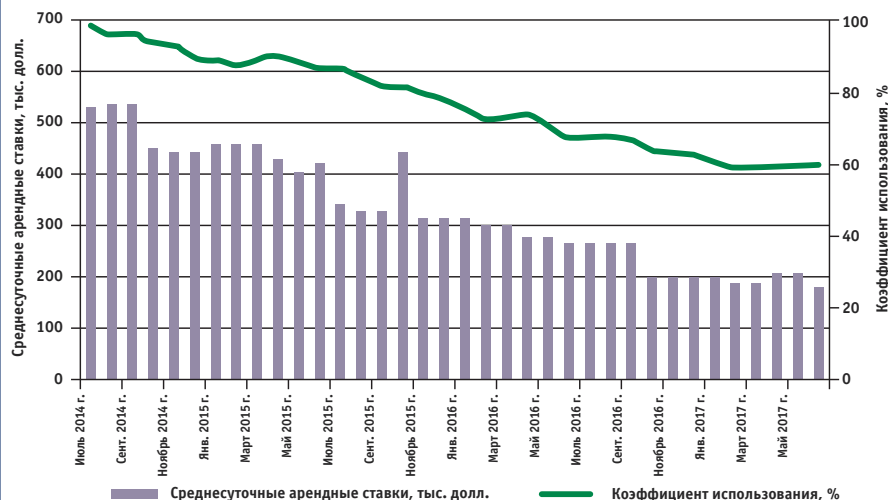
В секторе **буровых судов для глубоководных работ** (свыше 2 тыс. м) с мая 2014 г. по июнь 2017-го средний уровень суточной аренды упал в 3,5 раза, с 700 до 200 тыс. долларов (см. рис. 2).

Стоит напомнить, что речь идёт о специализированном флоте, большую часть которого составляют современные платформы пятого и шестого поколений. Именно он в начале 2015 г. продемонстрировал достаточно обнадеживающую тенденцию к восстановлению уровня загрузки (преимущественно в рамках проектов на шельфе Западной Африки и Бразилии). Однако нисходящие рыночные тенденции в дальнейшем скорректировали планы инвесторов. В результате после оптимистичного восстановления на рубеже в 90% коэффициент занятости буровых судов продолжил своё снижение. По мере сворачивания долгосрочных программ ГРП в перспективных регионах и обострения конкуренции в сравнительно более освоенном Мексиканском заливе этот показатель опустился до 60%. Там он и продолжает балансировать в ожидании более благоприятной мировой конъюнктуры – как экономической, так и политической. Это довольно неустойчивое равновесие пока поддерживается за счёт очередного рекордного проседания арендных ставок, на сей раз существенно ниже 200 тыс. долл./сут.

В сегменте **глубоководных полупогружных МБП** негативные явления развивались ещё более откровенно (см. рис. 3).

Отчётливое снижение уровня загрузки началось здесь гораздо раньше, чем среди буровых судов того же глубинного диапазона – ещё осенью 2013 г. После умеренного (на 20–25 тыс. долл./сут) проседания средних арендных ставок коэффициент использования полупогружных установок начал было восстанавливаться. Как раз к апрелю 2014 г. он снова вплотную приблизился к 100%. Но затем, под давлением рыночных (и не очень) факторов, опять перешёл к снижению – на сей раз уже затяжному. Даже рекордное (до 160–170 тыс. долл./сут) падение арендных ставок осенью 2015 г. так и не смогло надолго удержать их загрузку в пределах 75%.

Рис. 2. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования буровых судов (глубина работ >7500 футов)



Источники: IHS Petrodata.

К маю нынешнего года этому показателю едва удалось стабилизироваться на уровне 40%. И то лишь благодаря повторному и на сей раз долгосрочному проседанию аренды ниже психологического порога – 200 тыс. долл./сут (почти втрое ниже, чем до кризиса).

Надежды на нормализацию положения в основном связаны с ускорением списания установок до конца 2017 г. К подобному шагу операторов подталкивает солидный средний возраст полупогружного флота, существенно превосходящий аналогичный показатель буровых судов для глубоководных работ. Однако пока намеченные широкие планы далеки от реализации, общее положе-

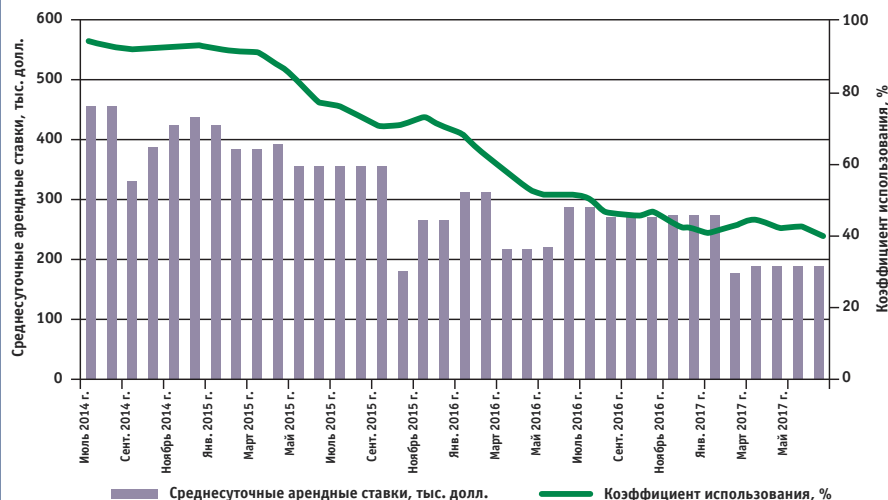
ние не внушает операторам особого оптимизма.

### ЖЁСТКАЯ РЕАЛЬНОСТЬ СЕВЕРА

Свои антирекорды за три последних года были установлены и среди **самоподъёмных МБП, предназначенных для использования в суровых природно-климатических условиях** (преимущественно в морях Северо-Запада Европы). Несмотря на достаточно резкое снижение со второй половины 2014 г. мировых цен на «чёрное золото», коэффициент использования этих платформ вплоть до января – февраля 2015 г. оставался на уровне почти 100% (см. рис. 4).

Таким образом, «призрак безработицы» замаячил перед ними гораздо позже, чем

Рис. 3. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования полупогружных буровых платформ (глубина работ >7500 футов)



Источники: IHS Petrodata.

перед другими МБУ. Это свидетельствует как о повышенной сопротивляемости сегмента в целом, так и о явно завышенной себестоимости барреля. Ссылаясь на эту якобы высокую себестоимость, операторы (прежде всего, в британском секторе Северного моря) пытались выжать дополнительные льготы из своих правительств. Местами это удалось.

В целом весна и лето 2015 г. ознаменовались рекордными объёмами добычи нефти в регионе – как в норвежском, так и британском секторах. Правда, этого временного успеха удалось добиться исключительно за счёт повышения интенсивности производства – буквально путём «выжимания» наиболее перспективных скважин при чувствительном сокращении общего количества задействованных платформ. Коэффициент их занятости при этом просел до 70–75%, а арендные ставки вплотную приблизились к психологическому порогу – 100 тыс. долл./сут. К осени положение в этом секторе несколько стабилизировалось. Однако уже зима 2015–2016 гг., сопровождавшаяся падением нефтяных котировок вплоть до критических 30 долл./барр., заставила добывающие компании скорректировать свои планы.

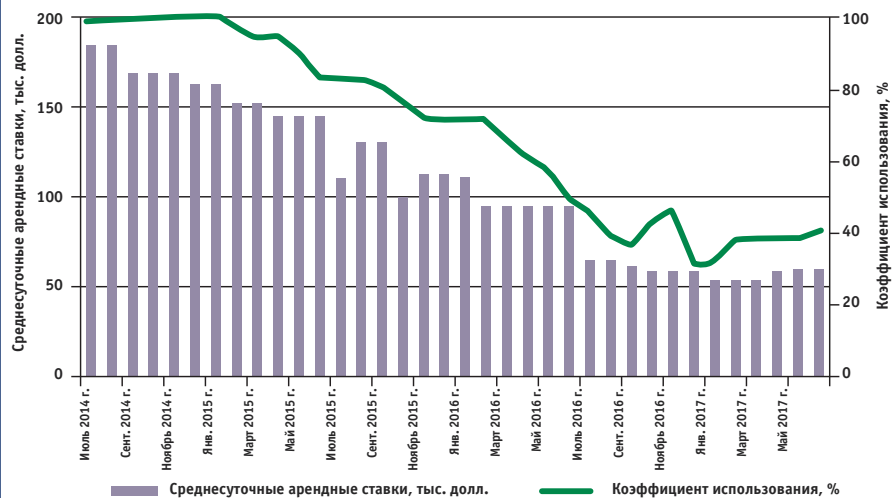
В результате к сентябрю прошлого года без работы остались ещё около двух десятков установок, общий коэффициент их использования уменьшился до 40%, а среднесуточная аренда – до 60–70 тыс. долларов. Небольшое оживление, наблюдавшееся чуть позже на фоне Алжирских (октябрь) и Венских (декабрь 2016 г.) соглашений по самоограничению добычи нефти, сошло на нет. К июню 2017 г. коэффициент загрузки лишь с трудом вернулся к отметке 40%, а средние арендные ставки едва балансировали на пороге 50 тыс. долл./сут, что почти в 3,6 раза (!) меньше, чем три года назад.

### ЗЫБКИЕ НАДЕЖДЫ АЗИИ

Некоторое оживление в последние месяцы наблюдается в сегменте *самоподъёмных платформ типа 361-400 IC*, главным образом предназначенных для работы на сравнительно небольших глубинах на шельфе Юго-Восточной Азии. Всего лишь за три месяца (с мая по июль) коэффициент их занятости вырос почти на 10%, причём при относительно стабильном уровне арендных ставок (см. рис. 5).

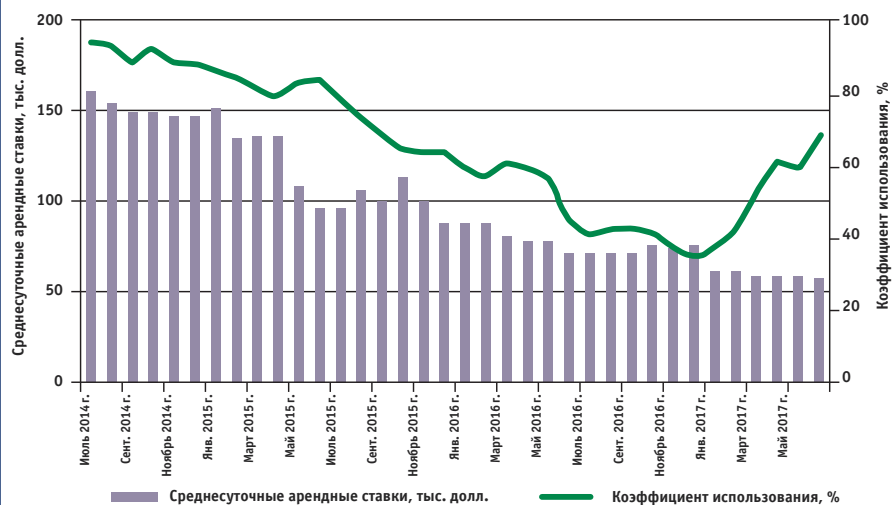
Стоит заметить, что этому предшествовало затяжное (с марта – апреля 2014 г. вплоть до января нынешнего года) снижение их загрузки (вплоть до 30%). Это происходило, несмотря на более чем двукрат-

Рис. 4. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования буровых платформ для суровых условий эксплуатации



Источник: IHS Petrodata.

Рис. 5. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования самоподъёмных морских буровых платформ типа 361-400 IC (Юго-Восточная Азия)



Источник: IHS Petrodata.

ное (со 150 – до 75–70 тыс. долл./сут) падение ставок аренды.

Наблюдаемый всплеск интереса к платформам данного класса объясняется, с одной стороны, новыми надеждами компаний ЮВА в связи с сокращением добычи странами ОПЕК. А с другой стороны, решением Китая активизировать ГРП и промышленную разработку углеводородных запасов на своём шельфе. Заметим также достаточно активное (до психологического минимума – 50 тыс. долл./сут) снижение среднесуточных арендных ставок, на которое операторы вынуждены были пойти с начала текущего года для преодоления кризисных явлений.

Что же касается ближайшего будущего этого сравнительно благополучного сегмента ПБУ, то оно по-прежнему остаётся заложником политической обстановки в регионе. К перманентным разногласиям Китая и Вьетнама (относительно нефтегазоносного шельфа островов Спратли), Китая и Филиппин (по вопросам контроля над месторождениями на шельфе Восточно-Филиппинского моря), а также Северной и Южной Кореи (ракетный кризис) добавилось очередное обострение отношений между США и Китаем. Таким образом, политика охотно готовится разрушить то, что пока ещё пощадил безжалостный рынок.



**Операционная  
эффективность**

в нефтегазовой и  
нефтехимической промышленности

**Op-Ex 2017**  
**RUSSIA & CIS**

ПРОЦЕССЫ, АКТИВЫ, ТЕХНОЛОГИИ, ПЕРСОНАЛ

Организатор

**EPC**

Euro Petroleum Consultants

SHARING KNOWLEDGE,  
SHAPING BUSINESS

14-15 НОЯБРЯ 2017, SWISSOTEL СОЧИ

4-ая конференция по операционной эффективности в нефтяной, газовой и нефтехимической промышленности – Op-Ex Russia & CIS 2017 будет традиционно посвящена обсуждению вопросов достижения высокого уровня производственной эффективности и создания и поддержания системы операционного совершенствования предприятий отрасли.

Мы приглашаем Вас обсудить основные тенденции развития отрасли и стратегии повышения прибыльности и эффективности на основе лучших мировых практик и опыта внедрения в России и странах СНГ.

## ПРИГЛАШАЕМ ВЫСТУПИТЬ С ДОКЛАДОМ

### ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- Энергоэффективность и рациональное использование ресурсов
- Структура организации и управления ОЭ
- Передовые информационные технологии и решения
- Современные технологии, повышающие производственные показатели деятельности
- Повышение эксплуатационной готовности и надежности
- Реализация программ непрерывных улучшений
- Интеграция и обеспечение целостности активов
- Оптимизация обслуживания оборудования
- Создание культуры операционной эффективности
- Эффективное взаимодействие с подрядчиками

### Маркетинговые возможности

Мы предлагаем различные варианты участия в конференциях: в качестве спонсора или участника выставки со стендом. Пожалуйста, свяжитесь с нами для получения индивидуального предложения.

### Организатор

**Euro Petroleum Consultants**

Тел: +7 495 517 77 09

E-mail: moscow@europetro.com

КАЛЕНДАРЬ

осень 2017 - весна 2018

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

iOilGas  
conference



18 - 23  
сентября  
Анапа, Россия

8-я Международная научно-практическая конференция  
СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН - 2017

Исторический  
«нефтегазовый центр»



Отраслевой журнал  
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

23 - 28  
октября  
Сочи, Россия

5-я Международная научно-практическая конференция  
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ:  
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ СКВАЖИНЫ  
ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ - 2017

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Издательский дом  
«Нефть. Газ. Новации»



ООО «НПФ «Нитро»

Март 2018  
Сочи, Россия

7-я Международная научно-практическая конференция  
СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА.  
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ - 2018

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

Май 2018  
Сочи, Россия

13-я Международная научно-практическая конференция  
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА  
СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.  
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ - 2018

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



(861) 212-85-85

oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru

РЕКЛАМА

# Изменяйся и властвуй

Несмотря на все трудности и трансформации, компания BP сохраняет свои лидирующие позиции в глобальном нефтегазовом бизнесе

Евгений ХАРТУКОВ,  
профессор кафедры менеджмента,  
маркетинга и внешнеэкономических  
связей МГИМО, генеральный директор  
Центра нефтегазового бизнеса,  
руководитель Группы анализа  
и прогнозирования мирового  
энергосырьевого рынка,  
доктор экономических наук

За последний век британская нефтяная компания BP (до мая 2001 года – British Petroleum) заметно преобразилась. Это, однако, не помешало ей (а, может, и помогло) достигнуть существенных производственных и финансовых результатов, диверсифицировать свой бизнес, а также глубоко внедриться в постсоветское пространство.

## Немного предыстории

До начала 1970 годов «первую скрипку» в формировании мирового рынка нефти, безусловно, играл пресловутый и одиозный Международный нефтяной картель (МНК, или «Семь сестёр»). Он был формально (хотя и негласно) создан в конце 1920-х семью ведущими нефтяными компаниями:

- американскими Exxon (тогда Standard Oil of New Jersey), Mobil (Standard Oil of New York, или Socony), Chevron (до 1984 г. Standard Oil of California, или Socal), Texas (Texaco) и Gulf oil (поглощена компанией Socal в 1984 г.);
- британской Anglo-Persian Oil Company (в 1935 г. – Англо-Иранская нефтяная компания, а с начала 1954 г. – British Petroleum);
- англо-голландской группой Royal Dutch Shell.

Картель представлял собой группу хорошо организованных и, что немаловажно, профессиональных игроков мирового нефтяного рынка. Они прекрасно знали, куда, когда и по какой цене поставлять нефть и нефтепродукты. Следует отметить, что МНК всегда активно поддерживала «восьмая сестра» – крупнейшая



французская нефтяная компания Compagnie Francaise des Petroles (CFP, с 1985 г. – Total) – и до 25 независимых американских нефтяных компаний, формально не входящих в картель.

Что же касается самой BP, то её история уходит корнями в начало прошлого века. В 1901 г. англо-австралийский предприниматель и адвокат Уильям Нокс Д'Арси (1849–1917; именно от его фамилии происходит название единицы проницаемости осадочных пород – дарси) получил от персидского шаха северную территорию тогдашней Персии в 60-летнюю концессию с целью поиска и разработки нефтяных месторождений. Площадь этой концессии составляла 75% всего современного Ирана. За неё Д'Арси заплатил всего 20 тыс. фунтов стерлингов и пообещал 10% акций ещё не основанной нефтяной компании.

Так и не найдя нефть и продав концессию основанной в Глазго в 1896 г. компании Birmah Oil, в апреле 1909 г. Д'Арси учредил уже упомянутую Anglo-Persian Oil Company (АПОС). Она сыграла решающую роль в переводе английского морского флота с угля на мазут. В 1914 г. британское правительство по настоянию Уинстона Черчилля, бывшего то-

гда первым лордом Адмиралтейства, даже приобрело 51% акций компании. АПОС также внесла большой вклад в снабжение Великобритании жидким топливом в ходе Второй мировой войны.

С начала 1977 г. британское правительство, остро нуждавшееся в средствах для покрытия бюджетного дефицита, стало распродавать частным акционерам (правда, сперва только британским подданным) свою 51-процентную долю в British Petroleum. В результате к середине 1981 г. она сократилась до 25% и сошла на нет в 1987 г. Таким образом, компания превратилась в сугубо частную. При этом она сохранила своё заметное влияние на британскую политику.

С конца 1950-х годов British Petroleum начинала скупать лицензии на Аляске. В 1969 г. она приобрела у индейского племени чугач территорию портового города Валдиз, где находится южный терминал 1300-километрового Трансаляскинского нефтепровода (ТАП). Ей также принадлежит значительная часть лицензий на эксплуатацию нефтяного месторождения Прудо-Бей, обнаруженного на Северном склоне Аляски в 1969 г. и содержащего порядка четверти доказанных запасов нефти в США.

Рис. 1. Эволюция логотипа компании BP



В мае 1987 г. British Petroleum окончательно поставила под свой контроль американскую компанию Standard Oil of Ohio. В конце 1998 г. она приобрела за 61,7 млрд долларов Amoco, которая до 1985 г. была известна как Standard Oil Company (Indiana).

А в 2000 г. за 27,6 млрд долларов компания купила Atlantic Richfield Company (ARCO), за исключением активов ARCO Alaska, которая по требованию американского антitrustовского законодательства была уступлена Phillips Petroleum.

В середине 2000 г. British Petroleum завершила поглощение международной группы Burmah-Castrol (в результате приобретения за 420 млн фунтов стерлингов оставшихся 14% акций этой компании, работающей в 50 странах мира). В результате смазочные масла марки Castrol стали основными реализуемыми техническими маслами BP.

Дочерней структуре корпорации, BP Russian Investments, принадлежит 19,75% акций «Роснефти» (это уступает лишь доле государственного «Роснефтегаза», немногим более 50%).

В конце 1990-х компания взяла себе новый слоган: BP – beyond petroleum (приблизительный перевод «за пределами нефти» или «не только нефть»). Это должно было прозрачно намекать на широкую диверсификацию её деятельности.

Действительно, сегодня BP является одним из крупнейших в мире производителей солнечных батарей и имеет серьёзные интересы в других отраслях экономики. В частности, в её состав входят специальные подразделения, занимающиеся горно-рудным бизнесом – BP minerals и BP minerals limited.

В свою очередь, новый логотип компании (солнце в форме зелёно-жёлтого цветка) говорит о её стремлении к охране окружающей среды (см. рис. 1). Как известно, в 2006 г. она была инициатором (и главным исполнителем) сокращения из экологических соображений до-

тастрофы на платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе (см. рис. 2).

### BP СЕГОДНЯ

В настоящее время BP – это одна из крупнейших международных нефтегазовых корпораций. Её рыночная капитализация на конец марта 2017 г. на Лондонской фондовой бирже составила более 112 млрд долларов. Объём продаж в 2016 г. – почти 219 млрд долларов. Акти-



Рис. 2. Карикатура на логотип BP после аварии в Мексиканском заливе



бычи нефти на месторождении Прудобей на Северном склоне Аляски. Ежегодно BP расходует на природоохранные цели не менее 2 млрд долларов. А в 2005 г. влиятельный журнал Business Week даже присудил компании второе место в рейтинге «самых экологичных компаний мира».

В 2010–2011 гг. BP потеряла репутацию самой экологически чистой вследствие ка-

вы на конец прошлого года – немногим менее 262 млрд долларов (см. табл. 1).

Штаб-квартира BP базируется в лондонском Вестминстере. Напрямую или через свои многочисленные филиалы и дочерние структуры она действует более чем в 70 странах мира. Компания располагает предприятиями в США, Нидерландах, Бельгии, Испании, Германии, ЮАР, КНР, на Тайване, в Индонезии, Малайзии, Южной Корее, Австралии и Новой Зеландии.

Доказанные углеводородные запасы BP составляют 2,35 млрд т н. э. Добыча в 2016 г. достигла 165 млн т (3,3 млн барр. н. э./сут). Кроме того, она полностью или частично владеет 26 НПЗ и примерно 17200 АЗС по всему миру. В 2016 г. компания переработала около 85 млн т нефти (1,7 млн барр./сут). Число сотрудников корпорации приближается к 80 тыс.

Ныне BP – частная корпорация, основным акционером которой является, как это ни странно, американский банк JP Morgan Chase (28,34%). Вообще-то, найти достоверные данные о корпоративной структуре BP трудно – это тайна за семью печатями. Но нам доподлинно известно, что с октября 1987 г. почти 21,7% её активов принадлежало правительст-

Табл. 1. Рейтинг крупнейших нефтегазовых компаний мира

Место в рейтинге Forbes' Global 2000–2016 гг.	Название компании	Страна базирования	Продажи в 2016 г., млрд долл.	Прибыль в 2016 г., млрд долл.	Активы на конец 2016 г., млрд долл.	Капитализация на 22.04.2016 г., млрд долл.
9	ExxonMobil	США	236,8	16,2	336,8	363,3
17	PetroChina	КНР	274,6	5,7	368,7	203,8
28	Chevron	США	129,9	4,6	266,1	192,3
30	Total	Франция	143,4	5	224,5	121,9
31	Sinopec	КНР	283,6	5,1	223,7	89,9
37	BP	Великобритания	218,7	-6,5	261,8	99
50	Shell	Нидерланды	264,9	2,1	340,2	210
53	«Газпром»	Россия	102,1	4,9	250,2	57,1
75	«Роснефть»	Россия	80,8	5,8	139,6	51,1
121	Reliance Industries	Индия	42,2	4,2	91,5	50,6
122	«ЛУКОЙЛ»	Россия	90,4	4,8	69,6	36,8
134	CNOOC	КНР	27,3	3,2	102,3	58
141	Phillips	США	85,2	4,2	48,6	46,3
182	Valero Energy	США	87,8	4	44,3	28,8
220	Oil & Natural Gas	Индия	26,1	3	57,3	27,8
234	Marathon Petroleum	США	64,5	2,8	43,1	21,9
242	«Сургут-нефтегаз»	Россия	19	20,2	61,5	19,7
247	SK Holdings	Южная Корея	35	4,7	82,4	13,8
337	PTT	Таиланд	59,1	0,6	61,4	25,3
371	Indian Oil	Индия	70,6	0,8	38,1	15,6

Источник: <https://www.forbes.com/global2000/list/2016/industry: Oil & Gas>.

ву Кувейта. Хотя его доля сократилась к настоящему времени до 1,75%<sup>1</sup>. В структуре собственности компании представлены и правительство арабского эмирата Абу-Даби (2% с конца 2016 г.), и Государственное управление КНР по иностранной валюте (1,1%). А с начала 2011 г. 5% акций BP могли бы принадлежать «Роснефти», если бы эта транзакция не была бы заблокирована и сорвана (об этом речь пойдёт ниже).

Таким образом, BP – это международная компания не только по географии деятельности, но и по структуре своего акционерного капитала. Лишь 38% её акций держат британские лица, тогда как 39% контролируются из США, а остающиеся 23% – акционерами других стран, включая развивающиеся.

Бренд BP довольно высоко ценится в мире. В соответствии с исследованием, проведённым в начале 2017 г. консалтинговой фирмой Brand Finance, среди

наиболее популярных в Великобритании брендов BP находился на 5-м месте. А его стоимость оценивалась почти в 17 млрд долларов.

Двадцатого апреля 2010 г. по косвенной вине компании произошёл взрыв морской нефтяной платформы Deepwater Horizon в Мексиканском заливе. Была повреждена поисковая скважина Макондо, после чего из неё в акваторию залива стала вытекать нефть. Остановить утечку, масштабы которой оцениваются в 7–10 тыс. т, удалось только через квартал. Убытки BP, связанные с очисткой акватории и прибрежной зоны и уплатой компенсаций за причинённый ущерб, достигли 40,9 млрд долларов. В связи с этим она была вынуждена пойти на масштабную распродажу своих активов в размере около 37,8 млрд долларов.

### ПОХОЖДЕНИЯ БРИТАНЦЕВ В РОССИИ

Свой первый офис в Москве British Petroleum открыла в 1990 г. А с сентября 1996 г. на оживлённых автодорогах столицы стали появляться фирменные АЗС компании. В настоящее время BP владеет в России 122 современными АЗС, из

них 90 расположены в Москве и Московской области и 19 – в Санкт-Петербурге и Ленинградской области.

В 1990 г. компания Air BP, представленная более чем в 1200 аэропортах 90 стран мира, обзавелась небольшим офисом в Москве с целью продажи в нашей стране авиационных смазочных масел Air BP и Castrol.

С начала 1990-х в столице РФ действует также офис группы Integrated Supply and Trading (IST), глобального трейдингового подразделения BP. Оно ежегодно закупает в России и других странах бывшего СССР свыше 45 млн т нефти и нефтепродуктов.

В Санкт-Петербурге британская корпорация представлена созданным в 1993 г. СП Baltic Petroleum, учредителями которого являются BP Marine (81%) и «ЛУКОЙЛ» (19%). Оно снабжает морскими смазочными маслами до 600 российских и иностранных судов, заходящих в порт Северной столицы.

В 1998 г. компания BP Exploration and Operating (ВРЕОС) создала совместно с «Роснефтью» предприятие «Элвари-Нефтегаз» для проведения нефтегазописковых работ в прибрежных водах о. Сахалин (доля BP – 49%, «Роснефти» – 51%).



В 2004 г. это СП обнаружило к северу от Сахалина крупное нефтегазовое месторождение Пела-Лаче. А в 2005 г. – перспективную структуру Удачная. С 2006 г. оно принимало участие в ГРП на блоке «Сахалин-5», а именно на Кайганско-Васюканской группе месторождений, расположенной на северо-восточном шельфе Сахалина<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Согласно прогнозам, извлекаемые ресурсы проекта «Сахалин-5» составляют порядка 600 млн т нефти. Они сосредоточены в 26 перспективных структурах. В конце 2011 г. BP заявила о своём решении выйти из этого проекта, ссылаясь, в частности, на его дороговизну.

<sup>1</sup> В 1988 г. британские власти, ссылаясь на «угрозу общественным интересам», постановили, что доля Кувейта в акциях BP не должна превышать 9,9%. В связи с этим правительство Кувейта в лице Кувейтского инвестиционного управления (Kuwait Investment Authority) предприняло многоступенчатую распродажу принадлежавших ему акций компании, сократив к середине мая 1997 г. свою долю до 6,3%, а затем и до 1,75%.



С конца 1990 годов британская компания в лице своего дочернего предприятия «БиПи Сахалин» вела совместно с «Роснефтью» нефтегазопроисводственные работы на Западно-Шмидтовском участке шельфа (блок «Сахалин-4»).

Необходимо отметить, что американская компания АРКО ещё задолго до соединения с ВР Атосо являлась держателем 7,99% акций «ЛУКОЙЛа», купленных за 340 млн долларов. В феврале 1997 г. они создали СП LukArco, в котором российской стороне принадлежало 54%. Это предприятие планировало в течение 10 лет инвестировать 5 млрд долларов в реализацию перспективных нефтегазовых проектов в странах бывшего СССР, в том числе в Казахстане и Азербайджане.

В ноябре 1997 г. British Petroleum согласилась заплатить 571 млн долларов (356 млн фунтов стерлингов) за 10% акций довольно крупной, но проблемной российской «Сибирско-Дальневосточной нефтяной компании» (СИДАНКО). Она, в свою очередь, владела 45-процентной долей в компании «РУСИА петролеум», осваивавшей злосчастное Ковыктинское газоконденсатное месторождение в Иркутской области. А в середине апреля 2002 г. владельцы ТНК (Alfa Group, Access Industries и Repova, или ААР) продали ВР за 375 млн долларов ещё 15% акций СИДАНКО. В результате доля британцев в этой компании увеличилась до 25% плюс 1 акция.

В начале сентября 2003 г. ВР и консорциум ААР создали на паритетной основе стратегический альянс по совместному владению и управлению своими нефтяными активами в России и на Украине. Так возникла компания ТНК-ВР. Бри-

танская сторона вложила в новоиспечённую компанию свои доли в СИДАНКО, «РУСИА петролеум», московскую сеть АЗС. А ААР – свои доли в ТНК, ОНАКО, СИДАНКО, «РУСИА петролеум»<sup>3</sup> и «Роспане». В январе 2004 г. партнёры достигли соглашения о включении в ТНК-ВР 50-процентной доли ААР в российско-белорусской компании «Славнефть». В результате ТНК-ВР стала третьей нефтяной компанией в России по запасам и добыче сырья.

Чистая прибыль ТНК-ВР за 2011 г. составила 9,1 млрд долларов, выручка – 53,4 млрд. А активы к середине 2012 г. достигли 35,1 млрд долларов. Добыча жидких углеводородов в 2011 г. была зафиксирована на уровне свыше 74,6 млн т, а природного газа – почти 14,3 млрд м<sup>3</sup>. Доказанные запасы на 31 декабря 2011 г. равнялись 9,115 млрд барр. н. э. (около 1,25 млрд т) по критериям SEC. В том же году на предприятиях компании переработали порядка 37 млн т нефти и конденсата. Под её управлением работала сеть из приблизительно 1400 АЗС (под брендами ВР и ТНК) на территории центральной европейской части России и Украины. Компания занимала 15-е место в рейтинге 250 крупнейших энергетических компаний мира, составленном агентством Platts в 2012 г., вслед за «Газ-

<sup>3</sup> В июне 2007 г. ТНК-ВР намеревалась продать свою совокупную долю в «РУСИА петролеум» (62,9%) «Газпрому» за 700–900 млн долларов с опционом обратного выкупа 25% плюс 1 акция в Ковыктинском проекте. Однако сделка так и не состоялась. После того как «РУСИА петролеум» объявила о своём банкротстве, ТНК-ВР вознамерилась продать свою долю государственному «Роснефтегазу», но опять-таки безрезультатно. И, наконец, в начале марта 2011 г. «Газпром» выиграл торги, в которых участвовали и структуры «Роснефтегаза», предложив за «РУСИА петролеум» 22,6 млрд рублей (или порядка 711 млн долларов).

промом» (5-е место), «Роснефтью» (10) и «ЛУКОЙЛОМ» (11).

В структуру ТНК-ВР входило несколько НПЗ, расположенных в России, Белоруссии и на Украине. В их числе – Лисичанский завод мощностью свыше 7 млн т сырья в год, самый современный на Украине. Через «Славнефть» ТНК-ВР принадлежало 50% акций ещё двух НПЗ – «Ярославнефтеоргсинтеза» (18 млн т в год) и Мозырского (12 млн т).

ВР имеет также долгую историю взаимоотношений с «Роснефтью». В июле 2006 г., в ходе крупного публичного размещения акций (ИПО) российской компании, британская корпорация приобрела за 1 млрд долларов свыше 1,2% её акций.

В январе 2011 г. «Роснефть» и ВР объявили о намерении совместно осваивать Восточно-Приновоземельское месторождение, расположенное на шельфе Карского моря, между полуостровом Ямал и о. Новая Земля. Кроме того, предполагался обмен – 5% акций ВР (стоимость примерно 7,8 млрд долларов) на 9,5% акций «Роснефти». Однако сделка была заблокирована в международном суде российскими акционерами ТНК-ВР, как нарушавшая прежние договорённости между ВР и ААР об обязательном включении группы в сделки ВР в России.

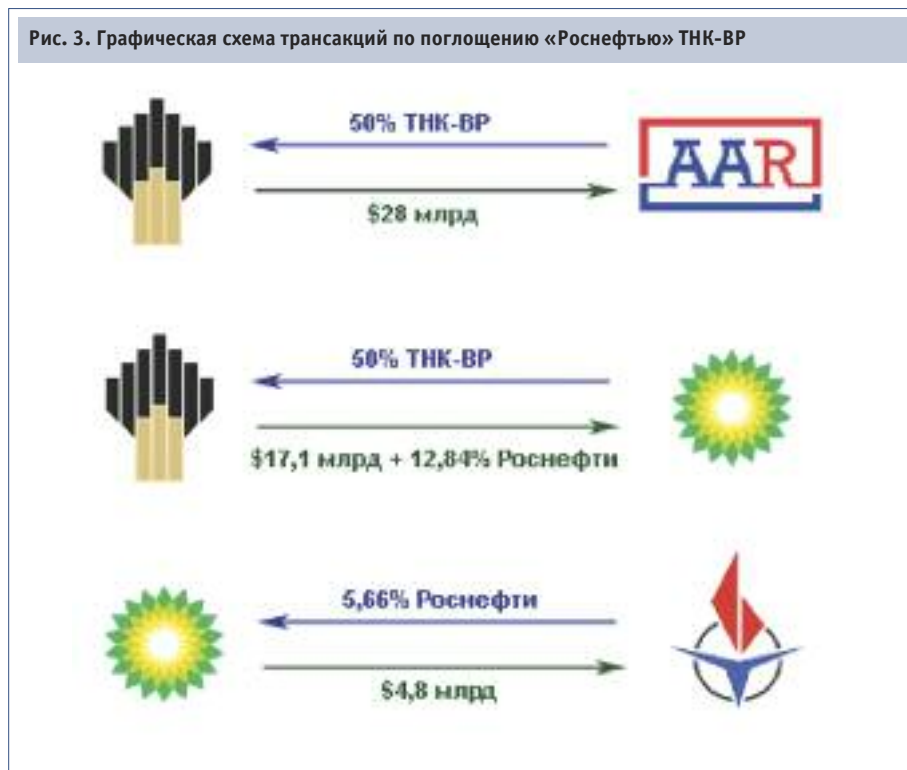
Этот несостоявшийся обмен активами получил неоднозначную оценку комментаторов. Так, представитель инвестиционного банка Barclays Capital назвал её проявлением взаимного доверия сторон. В свою очередь, критики отмечали сомнительную юридическую чистоту сделки. Влиятельный британский еженедельник The Economist использовал слова «скупка краденого», напоминая, что в судах находятся иски акционеров «ЮКОСа» к российскому правительству на сумму, превышающую 100 млрд долларов.

Наконец, в октябре 2012 г. ВР продала «Роснефти» 50% акций ТНК-ВР за 17,12 млрд долларов и 12,84% акций самой «Роснефти». При этом 4,87 млрд долларов, вырученных от сделки, она направила на покупку 5,66% казначейских акций «Роснефти» у «Роснефтегаза» по цене 8 долларов за акцию.

В свою очередь, «Роснефть», приобрела долю ААР в ТНК-ВР за 28 млрд долларов. То есть в общей сложности она затратила на поглощение ТНК-ВР свыше 45 млрд долларов. По сути, эта сделка была задумана как целая серия взаимосвязанных трансакций (см. рис. 3).

В результате этих трансакций ВР, которая уже потратила порядка 1 млрд дол-

Рис. 3. Графическая схема транзакций по поглощению «Роснефтью» ТНК-ВР



ларов на приобретение 1,25% акций «Роснефти» в 2016 г., теперь владеет 19,75% акций ведущей нефтегазовой компании России. Она получила два места в её совете директоров.

В мае 2014 г. в рамках Петербургского международного экономического форума (ПМЭФ) «Роснефть» и ВР подписали основы соглашения о разведке и возможном освоении доманиковых отложений в Волго-Уральском бассейне. В июне того же года они заключили серию сделок по долгосрочным экспортным поставкам нефтепродуктов (или замещающей их нефти) на основе предоплаты в объёме до 12 млн т в течение 5 лет и стоимостью не менее 1,5 млрд долларов.

В июне 2015 г. тоже в ходе ПМЭФ было подписано финальное соглашение о покупке ВР у «Роснефти» 20% акций ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча». Предполагалось, что партнёры будут совместно вести освоение крупного Среднеботуобинского НГКМ на западе Якутии, а также разведку прилегающих районов Западно-Сибирского и Енисейско-Хатангского бассейнов на площади порядка 115 тыс. км<sup>2</sup>. В конце ноября 2015 г. компании объявили об успешном завершении этой сделки.

В рамках того же ПМЭФ стороны подписали основы соглашения о реорганизации своего германского нефтеперерабатывающего СП Ruhr Oel GmbH (ROG).

В июне 2016 г. в ходе очередного Питерского форума было создано СП Yermak Neftegaz (доля ВР – 49%, «Роснефти» – 51%). Оно нацелено на доразведку и освоение Байкаловского НГКМ (север Красноярского края) и разведку двух участков Западно-Сибирского и Енисейско-Хатангского бассейнов на площади порядка 260 тыс. км<sup>2</sup>.

Ещё до завершения этой сделки новое СП приняло участие в аукционе с целью получения совмещённых лицензий на два перспективных блока – Верхнекубинский и Посойский – в Красноярском крае (Енисейско-Хатангский бассейн) и выиграло его.

Деятельность ВР в России не ограничивается бизнес-проектами. В декабре 2011-го была принята программа корпоративной социальной ответственности, предполагающая выделение в 2011–2015 гг. 50 млн долларов на поддержку технологических, образовательных и культурных проектов в России. В частности, поддержка оказывается высшим учебным заведениям Москвы, Санкт-Петербурга, Казани, Томска, Новосибирска, Иркутска и Владивостока, а также Российскому географическому обществу. Компания регулярно спонсирует Мариинский театр, Третьяковскую галерею, Московскую консерваторию и Политехнический музей.

### НА ПРОСТОРАХ СНГ

ВР ведёт широкую деятельность не только в России, но и в странах постсоветского пространства.

#### Украина

В конце мая 2010 г. ТНК-ВР завершила поглощение украинской группы компаний Vik Oil. Ей принадлежали 118 АЗС и восемь нефтебаз в 13 областях Украины. Этот актив обошёлся российско-британскому СП в 313 млн долларов. А в октяб-



ре того же года ТНК-ВР подписала с правительством Украины меморандум о разведке ресурсов сланцевого газа на востоке Донецкой области.

С 2009 г. на Украине ТНК-ВР проводила расширение своей розничной сети. В частности, она купила 36 АЗС и две нефтебазы в Киеве и его окрестностях у группы «Гепард», в результате доведя украинскую розничную сеть примерно до 100 собственных и 300 франчайзинговых АЗС, главным образом действовавших в районе Киева.

#### Белоруссия

В 2009 г. ВР вышла на белорусский рынок, в результате покупки 50% активов компании «Славнефть старт». В том же году было зарегистрировано ИООО «ТНК-БиПи Запад», учредителем которого стала ТНК-ВР. Она владела сетью 40 современных АЗС и являлась одним из крупнейших налогоплательщиков Белоруссии.

#### Казахстан

С поглощением американских нефтяных компаний Amoco и ARCO (соответственно в 1998-м и 2000 г.) и созданием совместного предприятия LukArco (1997 г.) ВР появилась и в Казахстане. Она участвовала в проекте по разработке гигантского нефтяного месторождения Тенгиз на западе страны.

Доля компании «БиПи Казахстан» в консорциуме по освоению Тенгиза составляла (через LukArco) 15%. Это месторождение, открытое в 1979 г. и эксплуатируемое с 1993 г., считается шестым по величине в мире. Его извлекаемые запасы достигают 6–9 млрд барр., или 0,75–1,13 млрд т. А потенциал добычи – 700–900 тыс. барр./сут, или порядка 32–41 млн т в год.

Кроме того, ВР принимала участие в проекте Каспийского трубопроводного консорциума – через LukArco (доля в КТК – 12,5%) и Kazakhstan Pipeline Ventures (1,75%). Этот консорциум создан в 1996 г. для строительства и эксплуатации 1500-километрового нефтепровода от Тенгиза до нового нефтяного терминала в Южной Озереевке на побережье Чёрного моря (к северу от российского порта Новороссийск). После расширения данной магистрали она будет иметь мощность 67 млн т в год. Первый танкер с тенгизской нефтью был отгружен на экспорт из Южной Озереевки в октябре 2001 г.

Продажи смазочных масел под марками ВР и Castrol на казахстанском рынке достигают 450 т в год. Однако компания

не рассматривает эту страну как свой приоритет, отдавая предпочтение инвестициям в Россию и Азербайджан. Ещё в середине 2009 г. она официально заявила, что намерена получить порядка 2 млрд долларов от продажи своих активов в Казахстане и что «не имеет текущих планов реинвестировать деньги обратно».

Действительно, в 2009 г. ВР продала свою долю в Kazakhstan Pipeline Ventures казахстанской госкомпании «КазМунай-Газ» за 250 млн долларов. А доля британской корпорации в LukArco (46%) была выкуплена в 2010 г. «ЛУКОЙЛом» за 1,6 млрд долларов. В середине 2014 г. прекратила своё существование компания ВР Kazakhstan Ltd.

#### Азербайджан

ВР представлена в Азербайджане главным образом своей дочкой ВР Exploration (Caspian Sea) Limited, созданной в 1992 г. Она возглавляет сформированный в 1995-м международный консорциум Azerbaijan International Operating Company, главная цель которого – разработка месторождений Азери, Чираг и глубоководной части месторождения Гюнешли (АЧГ) в азербайджанском секторе Каспийского моря. Стоимость данного проекта – 12 млрд долларов, планируемая добыча – свыше 1 млн барр./сут (примерно 50 млн т в год). В этом консорциуме ВР принадлежит 34,1%. В марте 1998 г. первый танкер с 80 тыс. т нефти с АЧГ отплыл из российского порта Новороссийск.

Кроме того, ВР принимала или принимает непосредственное участие и в других нефтегазовых проектах в Закавказье, в частности в освоении морского газового месторождения Шах-Дениз (25,5%, оператор), морских нефтяных месторождений Инам и Алов – Араз – Шарг (соответственно 25% и 15%), структуры Д-222 (27,6%, оператор – через компанию LukArco), в строительстве нефтепровода Баку – Тбилиси – Джейхан (30,1%, оператор) и Южно-Кавказского газопровода (ЮКТ) от месторождения Шах-Дениз (25,5%, оператор), а также в расширении нефтяного терминала в Сангачалах.

Однако деятельность ВР иногда вызывает критику азербайджанских властей. Так, в октябре 2012 г. президент республики Ильхам Алиев обвинил международный консорциум во главе с британской корпорацией и саму ВР в резком снижении добычи нефти на АЧГ. «Из-за многочисленных ошибок, допущенных

консорциумом, в последние годы добыча нефти на месторождениях Азери и Чираг начала резко падать», – отметил он. – «Азербайджан недополучил доходов в размере 8,1 млрд долларов», – сказал глава государства.

По его словам, вложив (к октябрю 2012 г.) в разработку этих месторождений 28,7 млрд долларов, консорциум получил доходы в размере 73 млрд. «Должен отметить, что этот неожиданный спад произошёл исключительно из-за грубых ошибок руководящей консорциумом компании ВР», – заключил Алиев.

#### Грузия

ВР Azerbaijan является техническим оператором (доля 28,8%) 692-километрового Южно-Кавказского газопровода, известного также как магистраль Баку – Тбилиси – Эрзурум. Его часть (248 км) проходит по территории Грузии параллельно (10–28 м) нефтепроводу БТД. Газ месторождения Шах-Дениз начал перекачиваться по этому трубопроводу в декабре 2006 г.

В конце 2013 г. было принято решение о расширении мощности ЮКТ до 25 млрд м<sup>3</sup>. Предусматривается строительство нового газопровода на территории Азербайджана и двух новых КС в Грузии общей стоимостью 3 млрд долларов. Работы планируется завершить в 2018 г.

#### ОТРАСЛЕВОЙ АНАЛИТИК

Как известно, ВР регулярно издаёт большое количество аналитических и статистических публикаций по энергетике, в том числе ежеквартальный корпоративный журнал The BP Magazine. Однако наибольшей популярностью и серьёзным авторитетом среди специалистов пользуется, пожалуй, ежегодный статистический обзор мировой энергетики ВР Statistical Review of World Energy, появляющийся, как правило, в июне – июле каждого года.

Обзор публикуется в его нынешнем виде, по меньшей мере, с конца 1960 годов. Он содержит подробные табличные и графические материалы по энергетике за предшествующие 20 лет. Ссылаясь на последнее издание ВР Statistical Review (в частности, на оценочные данные по доказанным запасам жидких и газообразных углеводородов по всем странам мира) и использовать в своих собственных презентациях красочные и ёмкие графики из этого обзора стало обычным делом для аналитиков и руководителей любой нефтяной и газовой компании, включая российские. ■

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
ISO - 9001



КАЗАНСКАЯ  
ЯРМАРКА



ТАТАРСТАНСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ

Деловая программа выставки - актуальный обзор рынка  
со всеми участниками рынка и партнерами

24-я международная специализированная выставка

# НЕФТЬ ⚡ ГАЗ ⚡ НЕФТЕХИМИЯ



Инновационные и стратегические  
решения для компаний, ведущих  
деловую деятельность в сфере энергетической

**6-8**  
СЕНТЯБРЯ  
Казань, 2017

При поддержке:

Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

[www.oilexpo.ru](http://www.oilexpo.ru)

16+

Корректировки и нефтепереработка: сварочная продукция,  
технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспорт  
и хранение нефти, нефтепродуктов и газа



Добыча нефти и газа



420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8  
ОАО «Казанская ярмарка»  
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11  
e-mail: expokazan02@mail.ru,  
d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru  
[www.expokazan.ru](http://www.expokazan.ru)



**РЭН**  
2017

Международный форум  
по энергоэффективности  
и развитию энергетики

# РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ

**4—7** ОКТЯБРЯ 2017 ГОДА  
Москва  
Санкт-Петербург

Информационная служба Форума  
«Российская энергетическая неделя – 2017»:

тел.: 8 (800) 333-17-73

e-mail: [info@rusenergyweek.com](mailto:info@rusenergyweek.com)

[www.rusenergyweek.com](http://www.rusenergyweek.com)

 **РОСКОНГРЕСС**

# В тисках профицита и низких цен



**Несмотря на неблагоприятные экономические условия внутри страны и рост конкуренции на мировом рынке, отечественные компании продолжают модернизацию своих НПЗ**

Мария КУТУЗОВА

**Год назад, в 2016 г., Россия полностью перешла на реализацию 5-го класса моторных топлив на внутреннем рынке. По итогам прошлого года, несмотря на падение объемов переработки в стране, производство светлых продуктов выросло. По данным Vygon Consulting, нефтепереработку нарастили высокомаржинальные комплексные НПЗ, а также простые заводы, расположенные недалеко от границы и перерабатывающие лёгкую нефть и газовый конденсат.**

**Согласно прогнозам Минэнерго, в нынешнем году объёмы переработки нефти в России сократятся по сравнению с прошлым годом на 1,8%, с 285,2 до 280 млн т. Дальше нас ждёт продолжение падения: до 275–278 млн т в 2018 г., 273–278 млн т в 2019 г. и 271–278 млн т в 2020 г.**

## **Остались без мотивации**

По словам заместителя министра энергетики Кирилла Молодцова, компании «потеряли мотивацию» к переработке нефти. Министерство собирается рассмотреть новые меры по стимулированию этой отрасли, которая больше всех пострадала от снижения цен на мировых рынках и изменения экспортных пошлин на нефть в России.

По данным «ЛУКОЙЛа», прибыль в российской нефтепереработке после проведения налогового манёвра упала в два раза. Негативное влияние на маржу оказали сокращение дифференциала между экспортными пошлинами на нефть и нефтепродукты, а также существенный рост с 1 января и 1 апреля 2016 г. ставок акцизов на моторное топливо. Негативную роль сыграло и увеличение с 1 января базовой ставки на мазут с 76% до 82% от экспортной пошлины на нефть.

В то же время позитивное влияние на маржу оказало снижение базовых ставок экспортных пошлин на светлые нефтепродукты. В частности, на дизельное топливо она с 1 января снизилась с 48 до 40%.

Как отмечают представители «ЛУКОЙЛа», доходность отечественных заводов сейчас ниже, чем европейских. Несмотря на то что НПЗ компании уже прошли модернизацию, переработка в РФ стала для ВИНК низкоэффективной. Инвестиции «ЛУКОЙЛа» в российский downstream сокращены до минимума. Тем временем компания в июне договорилась о переработке в Канаде 300 тыс. т высококачественной нефти, поставляемой с Варандейского терминала в Арктике.

Согласно оценкам Vygon Consulting, в прошлом году объём переработки нефти в РФ снизился на 3,5 млн т, до 279 млн т (эк-

перты называют цифры ниже, чем Минэнерго), основном за счёт уменьшения загрузки комплексных НПЗ, что объяснимо оптимизацией работы мощностей в условиях неблагоприятной ценовой конъюнктуры. Несмотря на заявленное государством намерение избавиться от «самоваров», наиболее технологически простые НПЗ увеличили объёмы первичной переработки на 2,2 млн т. При этом они обеспечили себе рентабельность за счёт использования в качестве сырья лёгкой нефти или газового конденсата, а также благодаря близкому расположению к границе или премиальным рынкам. Рост показали и комплексные НПЗ, на которых в 2015–2016 гг. введены крупные мощности («Волгограднефтепереработка», «Пермнефтеоргсинтез»).

На фоне роста добычи и снижения переработки в 2014–2016 гг. экспорт нефти вырос на 13,4% и в прошлом году достиг рекордных 254 млн т. Это на 2 млн т выше предыдущего пика 2007 г. Дальнейшему росту экспорта в 2017 г. помешают сокращение добычи из-за действующего соглашения с ОПЕК, а также восстановление объёмов переработки. Согласно прогнозу, поставки российской нефти на внешние рынки снизятся в нынешнем году на 0,7%, до 252,5 млн т. Но уже в следующем году экспорт вернётся к рекордному уровню 2016 г. В 2017-м первичная переработка в

России вырастет на 2 млн т, а в следующем году – на 8 млн т, вернувшись к пику 2014 г. (289 млн т). То есть здесь оценки Vugon Consulting и Минэнерго расходятся.

Ввод новых мощностей по производству автобензина и стагнация внутреннего спроса привели к увеличению его профицита на российском рынке. И в обозримом будущем его дефицита не ожидается. В прошлом году на экспорт было отправлено 2,5 млн т кондиционного автобензина 5-го класса. В 2017–2018 гг. в стране будут введены дополнительные мощности по выпуску этого вида нефтепродуктов, в результате профицит превысит 10 млн т.

«Вопреки широко распространённому мнению, большой налоговый манёвр 2015–2017 гг. оказал положительное влияние на экономику российских НПЗ. Прирост среднеотраслевой маржи оценивается в 1,2–1,5 доллара за баррель по сравнению со старой налоговой системой», – отмечают в Vugon Consulting. То есть эксперты не разделяют пессимизма «ЛУКОЙЛа».

### НЕКОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ И НИЗКАЯ МАРЖА

По данным МЭА, мировой спрос на нефтепродукты в период до 2022 г. может вырасти примерно на 6,1 млн барр./сут. Казалось бы, это приятная новость для отечественного downstream. Однако российская нефтепереработка может столкнуться с драматическими изменениями на глобальном рынке. Новые требования, вводимые Международной морской организацией с 2020 г. в отношении судового топлива, способны привести к повсеместному росту цен на нефтепродукты. Wood Mackenzie утверждает, что расходы судоходных компаний на топливо могут вырасти более чем на 50%, до 174 млрд долларов в год. Согласно другим оценкам, расходы на топливо увеличатся на 85%. Помимо удара по судовладельцам, эти изменения могут отразиться на тарифах на грузоперевозки, ценах на автомобильное и авиатопливо.

Руководство крупнейшего мирового нефтетрейдера, компании Vitol, считает, что это «перевернёт рынок», поскольку подлежащее запрету судовое топливо с высоким содержанием серы является важной составляющей процессов переработки на многих НПЗ. На него приходится 4% объёма реализации нефтепродуктов в мире.

Эксперты предполагают, что цены на нефтепродукты (судовое топливо, дизтопливо, бензин и авиакеросин) могут вырасти на 10–20 долл./барр. А повышение тарифов на морские перевозки приведёт к увеличению стоимости поставок нефти

### С нефти на газ

Преференции автомобилям сегодня могут обеспечить только богатые страны. Но и они порой не справляются с этой задачей. В Дании, где число электростанций достигло 2030 единиц и сравнялось с количеством традиционных АЭС (2028 единиц), вдруг резко, на 61% в сравнении с 2016 г., обрушились продажи электромобилей. За первый квартал продано всего 182 автомобиля. Причиной стало решение правительства отменить налоговые льготы.

Но, как полагает В. Костюков, это препятствие временное. Европейцы не откажутся от развития электротранспорта. Вопрос лишь в сроках. «По крайней мере, свои города-миллионники европейцы очистят от бензиново-дизельной гари довольно быстро, не дожидаясь 2040 годов. В России до запрета бензиновых моторов как до Луны, но при этом совсем необычной для нашей действительности стала новость о том, что власти Сахалина планируют снизить транспортный налог на автомобили, работающие на газе. Удивляет не сам факт стимуляции газомоторного топлива, а то, что это происходит в самом отдалённом и не самом богатом регионе страны. Надо признать, что мотивом для Сахалинской администрации стало не стремление улучшить чистоту воздушного бассейна на острове, а вполне прагматические цели – снизить затраты на коммунальный транспорт. Ведь цена дизеля в Южно-Сахалинске (44,67 р/л) входит в пятерку самых высоких в России из-за удалённости от НПЗ, а кубометр газа, который добывается тут же, стоит 10 рублей», – отмечает эксперт.

В связи с этим он предлагает перевести отечественный транспорт на газовое топливо «без административных увещеваний, призывов и напрасных трат». Ведь на стимулирование производителей автотехники правительство расходует около 3 млрд рублей в год. Кроме того, предприятия получают компенсацию в размере от 300 тыс. до 3,5 млн рублей за переоборудование автомобилей под использование газомоторного топлива.

Суть идеи А. Костюкова заключается в том, что правительство должно отпустить «на волю» цены на бензин и дизель. И одновременно заморозить цены на автомобильный СПГ и СУГ. Благодаря этому рынок в мгновение ока повернётся лицом к газу и спиной к бензину. По оценкам эксперта, в течение трёх лет половина владельцев легкового транспорта установит на своих авто газобаллонное оборудование. Хотя нефтяные компании, конечно, будут противодействовать проведению таких опасных для их бизнеса экспериментов.

на НПЗ. Многие заводы не смогут выдержать таких изменений. В непростое положение прежде всего попадут европейские предприятия.

В свою очередь, Credit Suisse предсказывает скорое закрытие нескольких НПЗ во Франции, в том числе и из-за упомянутого решения Международной морской органи-

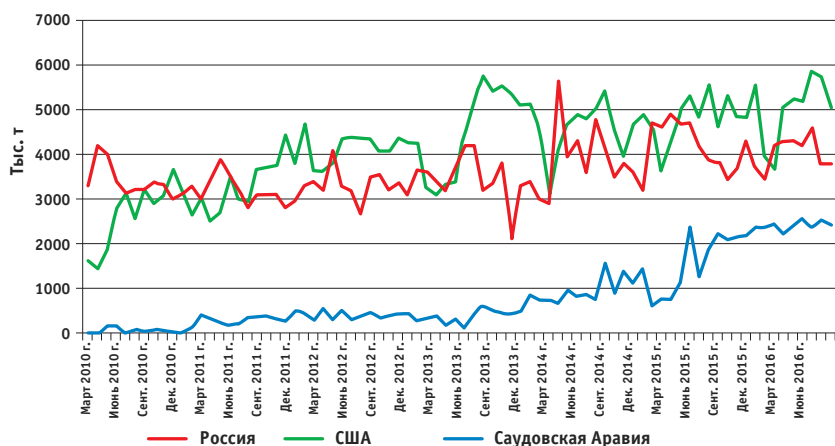
зации. Этому будут способствовать и недавние решения французских властей о запрете с 2040 г. продаж в стране автомобилей с бензиновыми и дизельными двигателями, а также о последовательном стимулировании спроса на электромобили.

«В последние годы повсеместно практикуется перенос сроков, а также отказ от новых проектов в downstream. Конкуренция в отрасли нарастает, подгоняемая изменениями в структурах поставок сырой нефти и спроса на продукцию, строительством новых нефтеперерабатывающих заводов, новыми правительственными постановлениями и изменениями в налоговом режиме. Государственные программы зачастую бывают путанными и произвольными, и, что ещё хуже, они могут меняться по прихоти госорганов. Этот фактор особенно важен в случае с правительственными решениями в США, Китае и России. То, что сейчас происходит в российской и китайской нефтепереработке, во многом определяет развитие глобального downstream. Решение российского правительства о так называемом налоговом манёвре имело определяющее воздействие на нефтепереработку в России. За последние 5 лет российские компании значительно увеличили выпуск и экспорт светлых нефтепродуктов. Но последние налоговые меры привели к замедлению и отсрочке инвестиций в этот сектор, в то время как российский downstream находится сейчас примерно в середине своей модернизации», – отмечают специалисты банка.

По мнению Credit Suisse, существующая в РФ структура отрасли неэффективна и требует рационального подхода. А налоговый манёвр привёл к увеличению доходов в upstream за счёт нефтепереработки. Расположение многих российских НПЗ может повлиять на их конкурентоспособность на внешних рынках, в особенности начиная с 2020 г. «Значительная часть российских мощностей по переработке, нацеленных сейчас на экспорт, может оказаться невостребованной в этот период. Примерно половина из них приходится на портфель нефтеперерабатывающих активов «Роснефти»», – отмечают эксперты Credit Suisse.

По их расчётам, средний российский НПЗ, если его поставить в порту Северо-Западной Европы, будет генерировать сравнительно низкую маржу. Операционная прибыльность отечественных предприятий обеспечивается в основном за счёт таможенной субсидии, которая обусловлена разницей между экспортными пошлинами на нефть и нефтепродукты. Дополнительный положительный эффект

Рис. Структурная слабость рынка дизельного топлива



Источник: JODI

обеспечивают премии внутреннего рынка к расчётному экспортному паритету.

Однако в 2016 г. эта субсидия из-за падения цен на нефть снизилась с 6,5 до 4,7 долл./баррель. В результате среднеотраслевая маржа, по данным Credit Suisse, составила 1,7 долл./барр., что в два раза ниже показателя предыдущего года. Из-за логистического отставания и низкого выхода светлых нефтепродуктов экономика комплексных НПЗ, перерабатывающих среднюю и ниже среднего по качеству нефть и расположенных далеко от экспортных рынков, отрицательна. На простых НПЗ, несмотря на низкий технологический уровень, маржа в среднем положительна и сопоставима с комплексными предприятиями. Простые заводы остаются высокорентабельными и продолжают увеличивать объёмы переработки, выпуская неподкацизные сурrogate моторных топлив для внутреннего рынка.

### Дизель под угрозой

Изменение структуры выпуска нефтепродуктов в результате модернизации отражается на структуре поставок на внешние рынки. Так, в 2016 г. экспорт светлых нефтепродуктов вырос на 3 млн т, а тёмных – сократился на 4,7 млн т. В будущем эта тенденция сохранится – поставки светлых увеличатся в 2017–2018 гг. на 18,3 млн т, а тёмных – уменьшатся на 7,3 млн т (их доля в экспорте упадёт с 43% в 2014 г. до 33% в 2018 г.).

Правда, по итогам первого полугодия нынешнего года было зафиксировано значительное сокращение экспорта бензина, на 1,1 млн т, по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, до 2,5 млн т. По данным Росстата, на отечественных НПЗ за январь – июнь произведено 18,2 млн т

автомобильного бензина, что на 840 тыс. т меньше показателя 2016 г.

В последние три года последовательно снижались объёмы поставок российского мазута на мировой рынок.

Как отмечает директор редакторской Группы Platts Эндрю Боннинг, в последнее время Россия серьёзно увеличила экспорт дизельного топлива. Важным трендом стало повышение качества дизеля. Благодаря этому сейчас РФ выигрывает в конкурентной борьбе с другими поставщиками. Вместе с тем, появление новых больших объёмов дизеля из России привело к существенному давлению на мировой рынок. К тому же Соединённые Штаты также увеличили экспорт дизеля в последние четыре года (см. рис.).

Эксперт отмечает структурную слабость рынка дизельного топлива, чему способствовал так называемый дизельгейт в США и Германии. Кризис, вызванный обнародованием реальных показателей объёмов выбросов автомобилей с дизельным двигателем, привёл к быстрому сокращению продаж таких машин. Предполагается, что бензин будет постепенно вытеснять дизельное топливо на рынках таких крупнейших европейских стран, как Франция, Германия, Италия, Испания, а также Великобритания. Доля продаж автомобилей с дизельным двигателем в ближайшие пять лет сократится в этих государствах с 50–70% до 35–45%. Более того, как уже отмечалось, власти ряда европейских стран заявили о возможном запрете использования таких машин в долгосрочной перспективе.

Например, в Великобритании хотят полностью запретить с 2040 г. продажу новых автомобилей с бензиновыми и дизельными двигателями. «Тенденция отказа от

нефтяного топлива в пользу электромобилей, моторов на газе или их гибридов набирает темп. О планах перейти на альтернативные виды транспорта заявили почти все страны Старой Европы. Прежде всего, это связано с разочарованием в ранее принятой программе дизелизации европейского автотранспорта после скандала с подтасовкой автоконцернами данных о концентрации вредных выбросов в атмосферу. К тому же выяснилось, что не только и не столько вредны соединения серы и углерода в выхлопных газах, сколько оксиды азота. Путь улучшения экологии мотора за счёт ужесточения требований к нему и к топливу оказался тушкочувствительным. Европейцы приняли радикальное решение – вообще отказаться от нефтяного топлива. Для стимуляции покупок электромобилей государства освобождают владельцев от налогов или их части. Для них – бесплатные муниципальные парковки, зарядные станции, выделенные полосы, а для бензинового транспорта – повышенный тариф на проезд в центр города», – отмечает Виктор Костюков, ведущий аналитик компании «Алгоритм Топливный Интегратор».

### РОССИЙСКИЕ ЛИДЕРЫ

«ЛУКОЙЛ» в настоящее время владеет четырьмя НПЗ в России (в Перми, Волгограде, Нижнем Новгороде и Ухте), а также тремя заводами в Европе (Италии, Румынии, Болгарии). Кроме того, ему принадлежит 45-процентная доля НПЗ в Нидерландах. Суммарная мощность нефтепереработки компании составляет 82,1 млн т в год, что соответствует 88% от добычи жидких углеводородов.

ВИНК в основном завершила программу модернизации. Одно из последних событий – выход на проектную мощность (3,5 млн т) комплекса глубокой переработки вакуумного газойля на Волгоградском НПЗ. Это позволяет увеличить производство дизтоплива класса Евро-5 на 1,8 млн т, компонентов автомобильного бензина – на 0,6 млн т, сжиженных газов – на 0,1 млн т в год.

По итогам прошлого года переработка на собственных и зависимых НПЗ «ЛУКОЙЛа» выросла на 2,4% и составила 66,1 млн т. На российские мощности пришлось 63% этого объёма, или 41,8 млн т. Доля производства светлых нефтепродуктов увеличилась с 58,5% в 2015-м до 62,9% в прошлом году. Глубина переработки (без мини-НПЗ) достигла 84,7% (79,9% в 2015 г.). В основном это произошло благодаря вводу в 2015 г. комплекса переработки нефтяных остатков на Пермском НПЗ. В результате завод практически перестал выпускать мазут.

В качестве антикризисной меры компания практикует кросс-поставки нефтепродуктов между российскими НПЗ в целях дополнительной загрузки вторичных процессов.

«ЛУКОЙЛ» первым в России полностью перешёл на производство моторного топлива по стандарту Евро-5. Сейчас компания делает акцент на развитие приоритетных высокомаржинальных каналов сбыта. За год объёмы реализации бункерного топлива выросли на 31%, увеличиваются продажи брендированного топлива и премиальных масел.

У «Газпром нефти» в настоящее время пять перерабатывающих активов: Московский и Омский НПЗ, комплекс NIS в Сербии, два предприятия в совместном пользовании (ЯНОС и Мозырский НПЗ). Объёмы переработки в прошлом году составили 41,89 млн т.

ВИНК продолжает реализацию крупнейшей в стране программы модернизации. Так, на Омском и Московском НПЗ ведётся строительство объектов глубокой переработки, а также осуществляется ряд экологических проектов. В 2019–2020 гг. компания намерена запустить крупнейший комплекс по производству и сервисному сопровождению катализаторов каталитического крекинга, гидроочистки и гидрокрекинга.

«Газпром нефти» удаётся сохранять лидирующие позиции на рынке авиационного топлива. Она также расширяет выпуск высокотехнологичных битумных материалов, реализует программу замещения импортных смазочных материалов продукцией под своими брендами.

По объёмам переработки в стране лидирует «Роснефть». В 2016 г. на её предприятиях было переработано более 100 млн т нефти. Выход светлых продуктов составил 56,6%, глубина переработки – 72%. Производство бензина и дизеля 5-го класса выросло в 1,6 раза, достигнув 31,1 млн т.

Сейчас у компании на территории РФ есть 13 крупных НПЗ, а также три нефтехимических, четыре газоперерабатывающих завода (с учётом активов «Башнефти» и доли в ЯНОС), два завода по производству катализаторов и одно сервисное предприятие. Проектная мощность этих активов достигла 118,3 млн т нефти в год.

Программа модернизации включает реконструкцию Комсомольского НПЗ, строительство нового Туапсинского НПЗ, реконструкцию и модернизацию Ачинского НПЗ, АНХК и заводов Самарской группы.

«Роснефть» является совладельцем трёх НПЗ в Германии. В результате реструкту-

## Триумфы переработки

В последние годы отмечался рост перерабатывающих мощностей на Ближнем Востоке, прежде всего в Саудовской Аравии и ОАЭ. Саудовцы вышли на европейские рынки с дизелем хорошего качества и активно конкурируют в этом сегменте с Россией.

Состояние европейской нефтепереработки также значительно улучшилось по сравнению с кризисом 2009–2010 гг. Многие заводы в Европе закрылись, что способствовало оздоровлению ситуации: рентабельность оставшихся предприятий выросла до среднего показателя в 5–6 долл./барр.

Одно из последствий падения нефтяных котировок – снижение цен на бензин в Соединённых Штатах, где сравнительно низок уровень налогообложения моторного топлива. Спрос на подешевевший бензин значительно вырос, автомобилисты начали больше ездить, в том числе на дальние расстояния. Это стало одним из позитивных факторов, способствовавших развитию американской экономики в последние два года. Кроме того, благодаря разработке нефти низкопроницаемых коллекторов американская нефтепереработка показывает хорошую рентабельность.

ризации активов с 1 января 2017 г. её доля в заводе Bayernoil выросла до 25%, в MiRO – до 24%, в РСК – до 54,17%. Сейчас компания контролирует более 12% немецких нефтеперерабатывающих мощностей, что эквивалентно 12,5 млн т нефти в год. В Белоруссии она косвенно владеет 21% акций Мозырского НПЗ.

Не так давно российская компания подписала договор о покупке 49% акций Essar Oil Limited, владеющей НПЗ (мощность – 20 млн т) и крупной сетью АЗС в Индии (более 3 тыс. станций). «Роснефть» также планирует участвовать в строительстве нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса Tuban мощностью 15 млн т на острове Ява.

В планах компании на текущий год – продолжение модернизации российских НПЗ. В частности, предполагается запуск следующих установок:

- каталитического крекинга и производства МТБЭ на Куйбышевском НПЗ;
- регенерации катализаторов на Новокуйбышевском заводе катализаторов;
- короткоциклового адсорбции на Сызранском НПЗ.

Намечается также интеграция активов «Башнефти», поглощённой в конце 2016 г. В результате этой сделки «Роснефть» получила Уфимскую группу НПЗ, нефтехимический комплекс, газоперерабатывающие предприятия, а также сервисное подразделение.

«Сургутнефтегаз» планирует до конца нынешнего года направить в сектор нефтепереработки и сбыта нефтепродуктов инвестиции в размере 29,5 млрд рублей. По словам главы компании Владимира Богданова, из-за налогового манёвра 2014–2017 гг. маржа нефтепереработки сократилась на 37%.

Тем не менее компания продолжает модернизацию «КИНЕФа» (Ленинградская область), выполняет соответствующие условия четырёхстороннего соглашения, заключённого с федеральными ведомствами. Мощность «КИНЕФа» составляет 20,1 млн т нефти. В прошлом году на НПЗ было переработано чуть более 18,5 млн т нефти, произведено 2,6 млн т автобензина, 6,5 млн т дизельного топлива, 0,6 млн т авиакеросина, 7,3 млн т мазута и 0,9 млн т других нефтепродуктов. В нынешнем году на «КИНЕФе» предполагается переработать 18,2 млн т нефти.

В 2016 г. завершён второй этап строительства комплекса по производству высокооктановых компонентов бензинов ЛК-2Б. Сейчас в Киришах идёт основной этап строительства нового комплекса, предназначенного для производства бензина 5-го класса. Его мощность по процессам изомеризации составит 1,1 млн т в год, по каталитическому риформингу – 1,2 млн т в год.

До конца 2017 г. на НПЗ собираются модернизировать ещё одну установку каталитического риформинга и установку по производству парафинов.

«Татнефть» активно развивает комплекс нефтеперерабатывающих мощностей «ТАНЕКО» в Нижнекамске. В прошлом году на них было выработано 9,1 млн т нефтепродуктов. Выход светлых достиг 87% (+21,1% к уровню 2015 г.), а глубина переработки выросла до рекордных 99,2% (+33,3%). Такие высокие показатели стали возможны благодаря запуску в прошлом году установки замедленного коксования.

Компания направила в 2016 г. на строительство «ТАНЕКО» более 34 млрд рублей. Сейчас продолжается создание новых установок: изомеризации лёгкой нефти, каталитического риформинга, гидроочистки керосина и дизельного топлива. Их ввод в эксплуатацию должен привести к увеличению в два раза выпуска дизельного топлива 5-го класса.

К 2025 г. «Татнефть» намерена нарастить объёмы переработки до 14 млн т, выход светлых нефтепродуктов – до 90%. Она также собирается оптимизировать корзину нефтепродуктов. ■

0+

# нефть и газ. ХИМИЯ

19-я специализированная выставка современных технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности

в рамках выставки

## IV Пермский нефтегазовый форум

10-13  
октября  
2017

Генеральный  
партнёр выставки  
Группа организаций  
ПАО «ЛУКОЙЛ»  
в Пермском крае



ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

ПЕРМСКАЯ  
ЯРМАРКА



Официальная  
поддержка:  
Правительство  
Пермского края

Торгово-выставочный центр:  
614094, г. Пермь,  
шоссе Космонавтов, 59  
+7 (342) 264-64-15  
[www.oilperm.ru](http://www.oilperm.ru)



# На благо завода и страны

Исполнилось 50 лет генеральному директору ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» Алексею Николаевичу Коваленко. ООО «Инфраструктура ТК» поздравляет юбиляра со знаменательной датой



**Дмитрий АНИЩЕНКО,**  
заместитель генерального директора по проектной деятельности  
ООО «Инфраструктура ТК»

Деятельность инжиниринговой и сервисной компании ООО «Инфраструктура ТК», входящей в Группу компаний «ЭнСи», неразрывно связана со становлением и развитием нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ПАО «ЛУКОЙЛ». В настоящее время они являются одними из самых передовых и современных производств в России. Компания внедряет высокотехнологичные решения и поддерживает работу оборудования десяти заводов и производственных предприятий на территории РФ, а также в Болгарии и Румынии. В связи с юбилеем генерального директора ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» А.Н.Коваленко и грядущим юбилеем самого завода остановимся на деятельности этого нефтеперерабатывающего предприятия.

## Славная история

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» входит в пятёрку крупнейших отечественных нефтеперерабатывающих заводов. Его установленная мощность – 17 млн т в год. Первая продукция Новогорьковского НПЗ была отправлена потребителям 23 августа 1958 г. Таким образом, в 2018 г. предприятие будет отмечать 60-летие.

На протяжении десятилетий завод являлся одним из лидеров советской нефтеперерабатывающей промышленности. Общий спад экономики в 1990-х завод переживал вместе со страной: он работал в условиях нехватки сырья, износа основных фондов. Однако в 2002-м предприятие вошло в состав нефтяной компании «ЛУКОЙЛ» и обрело новое имя – «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», – а вместе с ним и второе рождение.

За 15 лет модернизировано 70% существующих технологических мощностей, построено 12 новых установок. Сегодня ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» выпускает автомобильные, авиационные и дизельные топлива, нефтебитумы и парафины, гранулированную серу, углеводородные сжиженные топливные газы и другие товарные нефтепродукты. Ежедневно потребителям отправляется до 500 вагоноцистерн с нефтепродуктами, до 2,8 млн т в год отгружается трубопроводным транспортом и до полумиллиона тонн – водным. Предприятие обеспечивает высококачественным топливом Центральный и Северо-Западный регионы России, доля экспорта в общем объёме выпускаемой продукции составляет около 40%.



*«Я горжусь, что в последние годы наше предприятие шесть раз награждалось Почетным штандартом губернатора Нижегородской области, трижды было удостоено звания "Лучший нефтеперерабатывающий завод России и стран СНГ". Приоритетной задачей для коллектива нашего предприятия на ближайшие три года станет строительство комплекса переработки нефтяных остатков на основе процесса замедленного коксования. Это позволит значительно снизить производство топочного мазута и встать в один ряд с большинством НПЗ мира с точки зрения обеспеченности основными технологическими процессами. Убеждён, что высокопрофессиональным специалистам завода совместно с нашими технологическими партнёрами по плечу эта сложнейшая и амбициозная задача. Впереди много напряжённой работы, но я уверен – у нас всё получится».*

**Генеральный директор  
ООО «ЛУКОЙЛ-  
Нижегороднефтеоргсинтез»  
Алексей Николаевич Коваленко**

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» вносит весомый вклад в экономику России и Нижегородской области, являясь одним из самых крупных налогоплательщиков в регионе. Налоговые отчисления в бюджеты всех уровней в 2016 г. составили более 44 млрд рублей. Компания оказывает большую спонсорскую помощь учреждениям культуры, образования, здравоохранения, ветеранским и спортивным организациям, много внимания уделяет благоустройству города.

### УНИКАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ

Начало нового, XXI века, стало временем реализации крупных инвестиционных проектов, ключевых как для компании «ЛУКОЙЛ», так и для всей отечественной нефтеперерабатывающей отрасли. В 2010 г. на предприятии введён в эксплуатацию Комплекс каталитического крекинга-1 – уникальный в российской нефтепереработке проект. С 2012 г. завод производит все автобензины только по экологическому стандарту Евро-5, регулируя содержание вредных веществ в выхлопных газах.

Особое место в новейшей истории завода занимает ввод в эксплуатацию в 2015 г. объектов Комплекса каталитического крекинга-2. Это позволило значительно увеличить выход светлых нефтепродуктов. По производству автомобильных бензинов предприятие уже в 2016 г. вышло на знаковую цифру – более 4 млн тонн в год.

В планах предприятия – строительство Комплекса переработки нефтяных остатков (КПНО). Мощность головной

установки замедленного коксования должна составить 2,1 млн т в год. В качестве сырья будут использоваться гудрон и тяжёлые остатки. В результате станут производить сжиженные газы, бензиновую и дизельную фракции, а также твёрдый продукт – нефтяной кокс.

### НА ОДНОМ ДЫХАНИИ С ЗАВОДОМ

14 августа 2017 г. генеральный директор «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтеза» Алексей Николаевич Коваленко отмечает значимую дату – 50 лет. Как его производственная карьера, так и вся жизнь связаны с нефтепереработкой.

Алексей Николаевич родился в Перми. В 1992 г. он окончил Пермский политехнический институт по специальности «Химическая технология топлива и природных материалов». В том же году начал работать оператором на установке каталитического риформинга ПО «Пермнефтеоргсинтез». Меньше чем через год его назначили начальником установки АВТ-1. Работал главным технологом – начальником технического отдела комплекса глубокой переработки нефти в «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтезе».

С Нижегородским НПЗ судьба связала Коваленко в 1998 г. – в то время, когда предприятие только вступало на путь глобальной модернизации производства. Заводу были нужны производственники новой формации – молодые, инициативные, не боящиеся перемен, готовые брать на себя ответственность. Эти и другие необходимые качества были у потомственного нефтепереработчика Алексея Коваленко. Алексей Николаевич пришёл на

завод в Кстово в качестве заместителя главного технолога технического отдела, уже через год был назначен заместителем генерального директора по производству, а впоследствии – заместителем генерального директора – начальником производства глубокой переработки нефти в «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтезе».

Энергия, знания, квалификация, опыт – эти качества стали определяющими, когда руководство головной компании «ЛУКОЙЛа» поручило Алексею Николаевичу возглавить Одесский нефтеперерабатывающий завод, генеральным директором которого А. Н. Коваленко проработал с 2006-го по 2011 г.

В феврале 2011-го он вернулся на НПЗ в Кстово, и по сей день Алексей Николаевич

Коваленко – генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

Пять лет назад А. Н. Коваленко открыл новую страницу своей биографии, взяв на себя дополнительный, причём немалый груз ответственности. В марте 2012 г. Алексей Коваленко был избран депутатом городской Думы Кстово и депутатом Земского собрания Кстовского муниципального района Нижегородской области. До сентября 2016 г. Алексей Николаевич работал главой города Кстово на непостоянной основе, совмещая эту должность с руководством крупнейшим предприятием. За несколько лет команде Коваленко удалось добиться ощутимых результатов: небольшой город нефтепереработчиков преобразился. Существенно ускорились работы по благоустройству городских улиц, дворов и зон отдыха, строятся новые жилые микрорайоны с необходимой инфраструктурой, появляется всё больше возможностей для образования и занятия спортом.

Закономерно, что в 2016 г. избиратели именно А. Н. Коваленко доверили представлять их интересы в Законодательном собрании Нижегородской области. Сегодня А. Н. Коваленко находит новые возможности для развития территории, за которую «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», как социально ориентированный работодатель, несёт ответственность.



#### **Алексей Николаевич!**

*От меня лично и от всего коллектива «Инфраструктура ТК» примите самые сердечные поздравления с этим знаменательным юбилеем! Мы всегда благодарны нашим заказчикам и партнёрам за постоянную поддержку. Только совместными усилиями добиваемся желаемых результатов. Искренне надеюсь, что те средства автоматизации, которые мы создаём в рамках наших проектов, помогут решать стоящие перед заводом важные стратегические задачи и добиваться намеченных целей. Желаю Вам крепкого здоровья, удачи и благополучия Вашим родным и близким, новых производственных и творческих идей. Успеха и процветания нашему славному заводу и лично Вам, Алексей Николаевич!*

**Олег Руцкин,**  
генеральный директор  
ООО «Инфраструктура ТК»

#### **Надёжный партнёр**

Все эти годы специалисты ООО «Инфраструктура ТК» работали в производственных цехах и выполняли проекты по настройке, наладке, ремонту и модернизации оборудования. Они также занимались внедрением передовых технологий и современных систем управления технологическими процессами. Сначала – в составе ПАО «ЛУКОЙЛ», а позднее, с 2011 г., после реорганизации направления информационно-технологического обеспечения, в качестве сервисного и проектно-

го партнёра ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

В частности, специалисты ООО «Инфраструктура ТК» принимали активное участие в создании Комплекса каталитического крекинга-2. Ими были выполнены проектно-испытательские работы по созданию систем управления, строительномонтажные и пусконаладочные операции в сфере АСУ ТП и КИПиА, наладка сети АСУ ТП (что позволило осуществлять управление установками из единой операторной предприятия).

Кстовское территориальное производственное управление ООО «Инфраструктура ТК» – это надёжный партнёр ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез». Планы компании всегда нацелены на улучшение качества оказываемых услуг по техническому сервису, на освоение новых видов ремонта средств измерений и запорно-регулирующей арматуры.

В 2014 г. в Кстово были введены в эксплуатацию Сервисный центр и крупная метрологическая лаборатория. Благодаря этому существенно выросли производственные мощности по ремонту запорной арматуры. Количество обслуживаемого оборудования КИПиА и АСУ ТП завода, с учетом ввода в эксплуатацию построенных недавно установок каталитического крекинга, составляет более 130 тыс. измерительных каналов. Метрологическая лаборатория «Инфраструктуры ТК» является одной из крупнейших в регионе, а её область аккредитации по некоторым видам измерений превосходит Нижегородский центр стандартизации и метрологии. Эталонная база лаборатории является самой современной, а некоторые образцы – уникальными в Поволжском регионе. ■



#### **Движение вперед и только вперед!**

*Работа с ведущими предприятиями топливно-энергетического комплекса страны – это большая честь и высокая ответственность. Разделяя зоны ответственности, мы охватываем весь контур информационно-технологического обеспечения, осуществляя согласованное взаимодействие на всех этапах жизненного цикла оборудования и программных систем. С «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтезом» Группа компаний «ЭнСи» сотрудничает не только по направлению автоматизации. Компания «Системный интегратор» оказывает услуги по поддержке рабочих мест, а «ЕАЕ-Консалт» занимается внедрением и сопровождением информационных систем и программных решений.*

*Но успех любого масштабного проекта всегда зависит от первого лица, от человека, который несёт полную ответственность за вверенное ему предприятие. Присоединяясь к словам поздравления коллег, хочу отметить, что работа с Алексеем Николаевичем Коваленко – это всегда сложные, интересные, а главное, результативные проекты, в чём я вижу заслугу именно генерального директора завода. Многие уже сделано и достигнуто, но самое главное – ещё впереди. И я желаю Алексею Николаевичу Коваленко отменного здоровья и позитивной энергии на долгие-долгие годы. Для движения вперед и только вперед – на благо своей семьи, завода, страны!*

*Но успех любого масштабного проекта всегда зависит от первого лица, от человека, который несёт полную ответственность за вверенное ему предприятие. Присоединяясь к словам поздравления коллег, хочу отметить, что работа с Алексеем Николаевичем Коваленко – это всегда сложные, интересные, а главное, результативные проекты, в чём я вижу заслугу именно генерального директора завода. Многие уже сделано и достигнуто, но самое главное – ещё впереди. И я желаю Алексею Николаевичу Коваленко отменного здоровья и позитивной энергии на долгие-долгие годы. Для движения вперед и только вперед – на благо своей семьи, завода, страны!*

**Александр Кислицын,**  
президент Группы компаний «ЭнСи»



# CREON

ШЕСТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

## ТОПЛИВНЫЕ ПРИСАДКИ 2017

5 СЕНТЯБРЯ

ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ», МОСКВА

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

## РЫНОК СУГ: ДВИЖЕНИЕ К ОТКРЫТОСТИ

4 ОКТЯБРЯ 2017

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ЭКСПОФОРУМ

РЕКЛАМА

ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ИНФОРМАЦИЮ О ПРЕДСТОЯЩИХ КОНФЕРЕНЦИЯХ ВЫ МОЖЕТЕ ПОЛУЧИТЬ  
В ОРГКОМИТЕТЕ ПО ТЕЛ.: +7 (495) 276-77-88 ИЛИ E-MAIL: [ORG@CREONENERGY.RU](mailto:ORG@CREONENERGY.RU)

# Грядёт газовый передел

Что может противопоставить Россия плану США по экспансии американского СПГ на европейский рынок?

Павел БОГОМОЛОВ,  
кандидат политических наук

Середина нынешнего лета дала газовой отрасли немало материалов для анализа. Резонанс вызвала внешне политизированная и даже кажущаяся митингово-сценической, но, по сути, фундаментальная постановочная речь президента США Дональда Трампа. Она прозвучала под сводами Вашингтонского Минэнерго. Глава республиканской администрации говорил и о нефти, и об угле, и о модернизации сети американских АЭС. Но в первую очередь речь шла о том, что Америка собирается уже в ближайшие годы выйти на зарубежные рынки со своим сжиженным природным газом.

## ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ВЗРЫВЫ

Президент, поведение которого мы привыкли считать импульсивным, а подчас несолидным, на деле поступил обдуманно и даже мудро. Он поставил своё появление на открытии первой в истории США «Недели энергетики» в совершенно чёткие и логичные временные рамки.

Свой стратегический курс в сфере ТЭК Трамп объявил в сжатый период между двумя вехами американской и глобальной политики. Это – «стометровка» между выходом Соединённых Штатов из Парижского соглашения по климату и гамбургским саммитом G20. Давайте разберёмся: почему именно в такой календарной вилке и с какой целью были проведены мероприятия, которым посвящена эта статья.

Прежде всего, хотелось бы узнать, зачем Трампу понадобилась Неделя энергетики, да ещё в канун Дня независимости, отмечаемого 4 июля. Ведь в США давно проводится апрельская CERAWeek в Хьюстоне (Техас), на которую ежегодно съезжаются по 100 тыс. американских и зарубежных нефтяников, газовиков и работников сервисного сектора. Превысить эту завидную планку отраслевого престижа невозможно.

Но в том-то и дело, что Трампу не нужна ещё одна многоядная конференция



научно-технологического и производственного профиля. Президенту требовалась трибуна для заявления о радикальном развороте национальной энергетики. По силе влияния на ТЭК эту акцию можно сравнить разве что со съездами КПСС эпохи освоения Самотлора. Либо, на худой конец, с постановлениями Госплана СССР или СЭВ времён строительства нефтепровода «Дружба» или газопровода «Братство».

Президент торжественно провозгласил «золотую эру энергетики», которая станет ничем иным, как эпохой «доминирования» США в топливном секторе всей планеты. Вот такая установка прозвучала в Вашингтоне! Прозвучала, разумеется, неспроста и не для «красного словца», а в качестве ключевого ориентира для внешней политики страны.

После Второй мировой войны США сделали ставку на ядерную монополию, но она была быстро нейтрализована Советским Союзом. Тогда из-за океана последовал «дуплет» в виде параллельного продвижения американского образа жизни и силовых акций в виде путчей, переворотов и региональных конфликтов типа корейского и вьетнамского. Началась также разорительная для СССР

гонка вооружений, которая привела к распаду «советской империи».

Далее последовали новые локальные войны: Панама, Югославия, Ливия, Ирак... Ну и каков же, спрашивается, результат? Китай становится ведущей экономической державой, Россия отказывается подчиняться Вашингтонскому прессингу, события на Украине и в Сирии выходят из-под контроля... А монополярный мир, продлившийся всего четверть века, бесславно канул в Лету. Так кто же виноват и что делать? Внешне непредсказуемый, а на деле просто изобретательный президент даёт воистину революционный рецепт: отложить в сторону и винтовки, и студийные камеры с микрофонами ненавистных ему теле- и радиоканалов и стать вместо этого «заправщиками глобального мотора». Статья пока не поздно, пока компания Tesla и «иже с нею» не вытеснят «старые добрые углеводороды» с энергетического поля.

За первое полугодие правления Трамп сделал самое срочное. Он ликвидировал отраслевое наследие своего предшественника и противника «сланцевой революции» Барака Обамы. Новый президент снял зональные, природоохранные и административно-правовые ограничения на

бурение и добычу, передав под геологоразведку некоторые территории близ национальных парков и 300 тыс. км<sup>2</sup> акватории Мексиканского залива. Разблокирован проект строительства главной артерии в сети трубопроводов Keystone XL – от нефтяных песков Канады к «ожерелью» НПЗ на побережье штатов Луизиана и Техас.

Тот же Трамп восстановил работу нефтепровода Dakota Access, идущего до Чикаго, поссорившись заодно и с индейским племенем сиу, и с местными властями, и с экологами, да и с гражданским обществом в целом. Между прочим, это – пока ещё недооценённый нами тектонический взрыв большой силы. Это – лишь начало обновления арсенала средств и методов, которыми Штатам придётся пользоваться не столько у себя дома, сколько за рубежом – в ходе «цветных революций» и прочих кампаний общественно-политического характера.

### КАРТЫ РАСКРЫТЫ

Подписывая «энергетические» декреты, Трамп поначалу не сказал ни слова о том, что он намерен не просто защитить отечественный ТЭК и отраслевой рынок труда, а главным образом выплеснуть значительные объёмы американских углеводородов на зарубежные рынки.

Утверждалось, что второй (после ценовой депрессии 2014–2016 гг.) этап «сланцевой революции» будет раскручен поэтапно и неспешно. Ведь при ценах ниже 70 долларов за баррель эта отрасль теряет рентабельность. Следовательно, если рекордный парк в 500 буровых установок и продолжит свою работу на месторождениях США, то лишь ради снижения зависимости от иностранных поставщиков. Правда, с отдельными членами ОПЕК Америка свой коммерческий диалог всё же продолжит, а с нефтеэкспортным картелем в целом – ни за что!

Давая такую трактовку событий, Трамп наверняка хотел проверить реакцию и дома, и за рубежом. Что ж, такова его похвальная предосторожность в духе Рейгана: доверяй, но проверяй.

Но вот в сжатые сроки издержки добычи сланцевой нефти на некоторых промыслах Техаса снизились до 27 долларов за баррель! Компании отрасли сделали упор на технологические инновации и повышение рентабельности. А тем временем арабские страны во главе с Саудовской Аравией послушно «проглотили» антиопековский настрой Трампа.

И тогда, убедившись в собственной непогрешимости на «всех энергетических



фронтах», новый хозяин Белого дома смело вывел США из Парижского соглашения по климату. Этим шагом «лучший друг американских энергетиков» сэкономил гигантам ТЭК миллиарды долларов, которые уже не идут на разорительную (хотя, возможно, и необходимую) борьбу с парниковым эффектом. Иными словами, Трамп самоуверенно продемонстрировал нечто прорывное. Он не постеснялся сделать то, о чём в России говорят разве что деликатным языком полунамёков, дабы избежать обвинений в «антиэкологизме» со стороны мирового сообщества.

Вспомним, как нам показывали с телеэкрана отчёт вице-преьера Александра Хлопонина о подписании Парижского протокола (пока не ратифицированного РФ и многими другими странами) в небоскрёбе ООН на Ист-Ривер. А премьер Дмитрий Медведев говорил при этом о тревогах нашего бизнеса: как не понести большие потери от догматичного выполнения документа. Или вспомним, как Владимир Путин, увидев в пещере на Земле Франца Иосифа слои льда, смешанного с вулканической сажей несколько тысячелетий назад, отметил, что ни одна из промышленных революций тут ни при чём и что одно-единственное извержение Этны могло загрязнить атмосферу Земли сильнее, чем любые индустриальные отходы.

Но, повторяю, россияне обо всем этом лишь упоминают (скромно и без особой претензии), а Трамп «ошаршил» всех своим неверием в глобальное потепление. И прямо разъярил в своей ударной речи под сводами профильного ведомства – ради чего он освобождает отечественный ТЭК от львиной доли «природоохранной повинности». Вашингтон, оказывается, берёт курс на ускоренную разработку залежей углеводородов и их форсированный экспорт. Это, мол, гораздо лучше других

инструментов поможет обеспечить сохранение сверхдержавного превосходства США в беспокойном мире.

### ГДЕ ВЗЯТЬ УГЛЕВОДОРОДЫ?

Итак, Белый дом и нефтегазовый бизнес Америки собираются не только наращивать добычу сырья, но и перебрасывать «излишки» углеводородов в разные уголки планеты. Уже сейчас американские концерны поставляют сжиженный газ и в ЮАР, и в Индию, и в Китай... Но больше всего – в Мексику, Центральную и Южную Америку.

В недалеком будущем попытки захвата зарубежных рынков будут предприниматься американцами и в Старом Свете. Правда, некоторые эксперты сомневаются в этом. Ибо издержки поставок сланцевого газа из США на 80% выше продажной цены «голубого топлива» из РФ где-нибудь в Польше. Но, во-первых, себестоимость сланцев за океаном снижается. Во-вторых, многие события в энергетике XX века происходили вопреки экономической логике и самым здравым прогнозам. То, что советский нефтяной демпинг, наряду с ценовыми зигзагами западных транснациональных корпораций, доведёт возмущённых арабов и венесуэльцев в 1960 г. до создания собственного картеля, казалось невероятным. То, что вследствие саудовского демпинга на рубеже 1980-х и 1990 годов распадётся СССР, – тоже было похоже на фантастический вымысел. Для выхода пореформенной России на общесоюзный уровень добычи, как считали знатоки, также не было предпосылок.

Ну а ныне мы даже не в состоянии предположить, на какие стартовые убытки может пойти Трамп ради прекращения антиамериканского дрейфа Старого Света. Возьмут, к примеру, да и включат поставки угля из Пенсильвании на Украину в ка-

кую-либо программу целевой помощи бедному Киеву, оплачиваемую из федерального бюджета. А заодно и отретепируют будущий газэкспортный этап своей энергетической экспансии.

Однако Западная Европа, хотя и «поправевшая» после приёма экс-соцстран и антикремлевски настроенных бывших советских республик в ряды ЕС, остаётся не только плацдармом для яростных нападков на РФ, но и ядром современного «капитализма с человеческим лицом». Психологическое отдаление главных оплотов Евросоюза всё дальше от Америки беспокоит Белый дом. И он без стеснения подхватывает, по оценке новостных агентств, «типично советское оружие по привязыванию к себе шатких звеньев натовского альянса». Название этого оружия – энергоэкспорт на восток через Атлантику, который должен стартовать через год-два.

Пока не всё к нему готово, идёт артподготовка к «газовому вторжению» в ЕС. «Топливный вирус» был внедрён в повестку визита Трампа в Польшу в канун гамбургского саммита G20. Прозвучало, что, мечтая насолить Кремлю, поляки готовы покупать американское «голубое топливо» дороже, чем газ из РФ! Впрочем, это отнюдь не ново. В период приватизации Гданьского НПЗ они же бравировали тем, что, хотя заявка российского (причём не государственного) кандидата лучше остальных, удовлетворить её нельзя... по политическим мотивам. И это – в тот тёплый период разрядки на старте XXI века, когда двусторонние связи переживали ренессанс и Госдума к радости Варшавы приняла заявление о Катынской трагедии. Так что же говорить о сегодняшнем дне! Поляки странно понимают законы рынка, только и всего.

А на Украине, похоже, совсем их не поняли. Гостивший в США Пётр Порошенко, невзирая на дыры в киевской казне, хочет увидеть уголь из Пенсильвании на украинских ТЭС, а «СПГ из Луизианы – в украинских газопроводных сетях». Что ж, до газа дело пока не дошло, но зато уголёк вот-вот будет доставлен.

Следует ли полагать, что это – увертюра к экспансии на углеводородном рынке Европы? Гамбург стал лучшей трибуной для озвучивания известного кремлёвского тезиса: свободного состязания между экспортёрами (в том числе углеводородного сырья) мы никогда не боялись и не будем бояться впредь. Отвечая на вопрос СМИ о том, не станет ли американская газовая экспансия в ЕС ещё одним источником раздоров между Москвой и Вашингтоном, Путин сказал, что оценивает этот феномен «в

высшей степени положительно, потому что здоровый рынок и здоровая конкуренция – это то, к чему мы стремимся». Что ж, остаётся лишь убедиться, насколько привержены этому здоровому духу отраслевого соперничества будущие американские «истопники Старого Света».

Иной читатель недоверчиво спросит: откуда же США, покрывающие свои потребности в углеводородах лишь на треть, возьмут достаточно ресурсов нефти, и особенно газа, для доставки в страны ЕС и продажи тамошним потребителям? На это есть немало ответов.

Во-первых, будет расти добыча сырья в самих Соединённых Штатах. Так, производство нефти вскоре может приблизиться к 11 млн баррелей в сутки. Аналогично будет увеличиваться и добыча газа.

Во-вторых, сняты барьеры на пути энергоимпорта на территорию США из стран Западного полушария. Как уже отмечалось, Трамп разблокировал прокладку замороженной Обамой крупнейшей артерии в сети трубопроводов Keystone XL – от нефтяных песков канадской провинции Альберта. И это – лишь один пример.

Наконец, в-третьих, тот же Трамп, избегающий обидного ярлыка «закоренелого врага экологии», объявил о модернизации сети АЭС. Объявлено, что эти чистые электростанции, обеспечивающие выработку 20% электроэнергии в США, должны повысить свою эффективность. Эта программа развёрнута под предлогом обеспечения энергией «блудных сынов» американской экономики. Речь идёт о производственных мощностях, которые возвращаются, ввиду налоговых поблажек Трампа, в Америку из КНР и других стран. Но эта ожидаемая прибавка в энергетических потребностях индустрии США – всего лишь предлог. Увеличение доли АЭС в национальном энергобалансе затевается с иной целью. Намечено «выталкивание» всё больших объёмов углеводородного сырья на экспорт и, следовательно, усиление экспансии США за рубежом.

Итак, со временем солидные объёмы энергоресурсов для внешней торговли непременно появятся.

### ПЛОХО СТАНЕТ ВСЕМ

Теперь – о тех традиционных экспортёрах энергоносителей из Евразии и Северной Африки, которых, по замыслу Вашингтонской элиты, следует потеснить на европейском рынке. Здесь опять-таки просматривается ряд соображений.

Во-первых, вытеснить предстоит всё же не всех поставщиков. Так, на Балтике, в

том числе на причалах Польши, Белый дом не хочет подрывать позиции верной союзницы Соединённых Штатов по НАТО – Норвегии. А в Средиземноморье администрация Трампа, в силу тесной дружбы с Тель-Авивом, не станет срывать планы прокладки подводного газопровода Израиль – Кипр – Греция. Магистраль длиной 1200 км должна будет заполняться благодаря разработке газовых ресурсов на шельфе Израиля, оцениваемых в 2,5–3 трлн м<sup>3</sup>. Так кого же в таком случае требуется серьёзно потеснить в Европе ради экспортного броска из США?

Европейцы наивно полагают, что речь идёт только о России. Это ошибка. Потесниться, а то и вовсе проститься с газовым рынком ЕС придётся многим. Это касается и арабских стран Магриба к западу от Египта, и государств Каспийско-Среднеазиатского региона, и даже, казалось бы, самых давних для ЕС поставщиков из Персидского залива.

Плохо, иными словами, станет почти всем. Надолго ли? Оптимисты успокаивают: «сланцевый прилив» с Атлантики продлится не более четверти века, а затем Соединённым Штатам уже не хватит ресурсов для масштабного экспорта. Но в том-то и дело, что в Белом доме убеждены: двух десятилетий будет достаточно для восстановления в Европе пошатнувшегося Рах Americana – навязанного уклада жизни по чужой шкале ценностей и под неослабным Вашингтонским мониторингом.

Сначала – о Магрибе. Оттуда, наряду с танкерными поставками СПГ, идут на север газопроводы Алжир – Испания и Алжир – Италия. Экспорт осуществляется и во французский Прованс, и в Хорватию, отказавшуюся от услуг «Газпрома». Алжир в последнее время строит ещё два подводных газопровода – Medgaz и Galsi. Причём первый из них уже заработал. Но вот беда: как бы национальной нефтегазовой корпорации Sonatrach не оказаться в результате реализации этих амбициозных планов «калифом на час». Ведь запасы «голубого топлива» на разведанных блоках алжирского сектора Сахары стремительно убывают.

Тем временем соседняя Ливия остаётся – вследствие плачевного итога «арабской весны» 2011 г. – расколотой надвое. И даже при нынешнем (наперекор строгим квотам ОПЕК) приросте нефтяного экспорта в ЕС с востока Ливии трудно себе представить ещё и становление газовой отрасли страны со всеми необходимыми заводами СПГ и отгрузочными терминалами.



Существует, однако, ещё один потенциальный источник поставок газа для нужд ЕС. Это баснословно богатые углеводородными ресурсами страны Гвинейского залива: Нигерия, Камерун, Экваториальная Гвинея... Если в Сахаре – пустынное безлюдье, то в Нигерии насчитывается вдвое больше жителей, чем в России! При такой плотности населения почти каждый участок недр более-менее изучен, хотя, конечно, в разной мере.

Интересно иное: вот уже несколько десятилетий не прокладывается давно задуманный трансафриканский газопровод из Камеруна к Средиземноморью через Чад и Ливию. Кто же столь искусно затягивает – под меняющимися предложениями – строительство одной из крупнейших энергомагистралей мира? Американские СМИ намекают на то, что приток газа в Европу с южного направления не выгоден Москве. Она, мол, и виновата в нацеленных против «проекта века» интригах. Это, разумеется, ложь чистой воды и перекармливание вины с больной головы на здоровую.

Далее – о Каспии и Центральной Азии. Читатели, вероятно, уже заметили, что за последние годы тема газового экспорта в Европу из этого региона уже не столь активно дискутируется. Это тоже объяснимо. Американцы, расчищая площадку под себя, хотят нацелить «голубое топливо» Туркменистана и Узбекистана на восток. Причём с прицелом не на Китай, а на Пакистан и Индию. Но в любом случае – в обход непокорного Ирана. Яркое свидетельство тому – запущенный Ашхабадом в декабре 2015 г. газопровод ТАПИ. Но в него, вопреки призывам американцев, пока не

очень-то вкладываются Дели, Исламабад, Азиатский банк развития.

А ведь, казалось бы, ещё вчера США уверяли Туркменистан: нет задачи важнее, чем протянуть по дну Каспия трубу на запад! Ведь на каспийских блоках Азербайджана недостаточно ресурсов для полного заполнения планируемого «Южного коридора». А газonosный Иран стоит перед угрозой новых санкций. Что же касается трубопровода Nabucco, то он, так и не родившись, почил в бозе. Кроме строящегося россиянами «Турецкого потока» на данном направлении (через Чёрное море или Малую Азию) в ближайшее время вряд ли появятся другие трубопроводные маршруты. Но именно это и устраивает стратегов топливного экспорта из Соединённых Штатов в Европу, не так ли?

Ничего хорошего такая политика не несёт и Ближнему Востоку. Не станем апеллировать утверждать, что дипломатический кризис вокруг газonosного Катара прямо инспирирован США. Но то, что нападки соседей на эмират (вплоть до угрозы конфискации его зарубежной собственности) приносят Вашингтону косвенную выгоду, – бесспорно. И дело тут не только в «мести» за покупку 19,5% «Роснефти» Суверенным фондом Катара (вместе с трейдером Glencore). Вопрос ставится шире. Получателям СПГ в Европе намекают: если будете и впредь отдавать предпочтение тому же энергоисточнику, то рискуете столкнуться с проблемами, вплоть до срыва поставок.

Катарский кризис – это ещё и предостережение в адрес «непослушных» монархических элит в странах Персидского залива (Кувейт, Бахрейн, Оман, ОАЭ и Сау-

довская Аравия). Прозрачный намёк на то, что вести себя в области углеводородного экспорта, особенно на европейском направлении, следует непременно с оглядкой на США.

### КОДЕКС НАШЕГО ПОВЕДЕНИЯ

Россия со своими ресурсами, уникальным расположением в сердце Евразии, развитым углеводородным сектором – это, конечно, главный оппонент для американского «газового десанта» в Европе. Соперник более серьёзный, чем Магриб или регион Персидского залива. Поэтому к Москве нужен особый подход. И он в Америке уже найден.

Тактика, о которой идёт речь, проста. Законодательная власть США будет то и дело обгонять события, принимая враждебные России пакеты санкций, которые окажутся настолько «зубодробительными», что все вокруг будут диву даваться. А команда Трампа, в свою очередь, станет делать вид, что хочет смягчить столь чудовищные рестрикции сенаторов и конгрессменов. Хочет, хотя и не может под страхом импичмента. Посыл же будет таким: видите, как настроен Капитолий против Кремля? Если урежете трубопроводные планы РФ и продолжите подпитку Украины транзитными платежами, то Белый дом применит против вас лишь половину санкций. А если будете упорствовать, получите полномасштабные репрессии. В общем, это известное распределение ролей между «добрым и злым полицейскими».

Ещё один способ ослабить сопротивление Москвы силовому переделу европейского газового рынка – не запугивание, а очень спокойное и методичное воздействие на отраслевой менталитет. Желание «по-научному» парализовать волю «Газпрома» к реализации экспортных планов отражено в призывах к осознанию якобы отжившего характера стационарной инфраструктуры для поставок «голубого топлива». Не только западные, но и некоторые московские «мозговые тресты» подхватили версию о том, что к 2022–2025 гг. в мире уже не будет заинтересованности в прокладке новых магистральных газопроводов.

В качестве примера приводится вялая реакция Токио на российское предложение протянуть подводный трубопровод на Хоккайдо. Муссируется и мнимое нежелание Сеула рассмотреть такой же газоэкспортный маршрут до Южной Кореи. Но разве не ощущается в этом негативная роль внешних факторов, коренящихся за пределами Дальнего Востока? Преувели-

чиваются и трудности переговорного процесса между Россией и Китаем. Как известно, ранее планировалось дополнить уже строящуюся магистраль «Сила Сибири» еще и трубопроводом «Алтай» (или «Сила Сибири – 2»), благодаря чему в КНР пришёл бы не только иркутский и якутский, но ещё и западносибирский газ. Ныне переговоры о строительстве этой трассы затормозились. Но после очередного повышения темпов роста китайского ВВП (с нынешней 6-процентной планки) эта магистраль наверняка будет востребована, как и танкерные поставки СПГ с Ямала по Северному морскому пути.

Делаются попытки обосновать, что «газовое цунами» с Атлантики будет выгодно... самой же России. Такой не лишённый лукавства подход проявился и в кулуарах XIII-го Российского нефтегазового конгресса, прошедшего 27–29 июня. Помнится, представитель одной из западных компаний, полемизируя с оппонентами, разводил руками: как же можно не осознать выгоды, которую таит в себе грядущая конкуренция газа из Сибири с газом из Техаса? Но в чём же, спрашивается, эта выгода? Оказывается, до сих пор в Старом Свете опасаются российской газоэкспортной монополии. Россия уже контролирует 34% внешних поставок в страны ЕС. И в любой момент, запугивают скептики, Кремль может закрутить газовый вентиль и оставить без ценного энергоресурса два десятка стран. Поэтому европейцы и громоздят искусственные барьеры на пути российского «Газпрома», не желая расширения его рыночной доли.

А вот если с Запада накатит «волна СПГ», то европейцы перестанут бояться срыва поставок. И тогда смогут без опаски сотрудничать с тем же «Газпромом». Ведь если «рука Москвы» вдруг потянется к газовому вентилю, то образовавшийся дефицит «голубого топлива» можно будет быстро и безболезненно покрыть за счёт увеличения закупок американского СПГ. Что ж, звучит неплохо, но встречные вопросы всё равно возникают.

Во-первых, разве Москва срывала хоть раз свои обязательства по энергопоставкам? Такого не было даже в суровые времена «холодной войны». Во-вторых, захват «господствующих высот» в зарубежном ТЭК не входит в планы российских инвесторов.

*«Россия – надёжный поставщик энергоресурсов на мировые рынки, во многие страны и регионы мира, – заявил 7 июля Владимир Путин. – Мы намерены и впредь активно участвовать в гармонизации ми-*

*ровых энергорынков, снижении волатильности цен и сообща с другими государствами – поставщиками и потребителями топлива – обеспечивать глобальную энергобезопасность».*

*«Мы выступаем, – добавил президент, – против растущего в мире протекционизма. Нелегитимная торговля и финансовые ограничения с очевидным политическим подтекстом, по сути, направлены на устранение конкурентов, ведут к сворачиванию деловых связей, утрате доверия между участниками экономического сотрудничества, разрывая саму ткань мировой экономики».*

Действительно, для рядового россиянина известная по «Бриллиантовой руке» угроза «отключить газ» – лишь гротескная фигура речи. А вот для кубинцев, около шести десятилетий блокированных Соединёнными Штатами и вновь столкнувшихся с обструкцией со стороны Трампа, это далеко не так. Вашингтонское требование – прекратить любые поставки нефти в КНДР – тоже не выдумка. Фактическая поддержка киевской блокады донецкого угля, контрабанда террористами в Сирии нефти, шлагбаумы на пути поставок иранского «голубого топлива» в Закавказье и многие другие акции подобного рода тоже совсем не чужды Белому дому. И когда нам говорят, что американская газовая экспансия в ЕС будет благом для России, в это как-то не верится.

В целом же по итогам саммита в Гамбурге складывается впечатление, что между Путиным и Трампом достигнут неформальный, но важный компромисс. Кремль, судя по всему, спокойно отнесётся к нежеланию Белого дома останавливать прохождение антироссийского закона о расширении санкций, поскольку в ином случае Трамп поставил бы себя под угрозу импичмента со стороны капитолийских «ястребов». А Вашингтон, взамен на московское понимание этой непростой для президента США ситуации, не станет слишком сильно наказывать западноевропейцев за их решимость довести «Северный поток – 2» до победного конца. Причём осуществится этот молчаливый психологический размен, скорее всего, неофициально.

### **Подготовка к топливной дуэли**

Руководствоваться при защите своих интересов россиянам приходится не верой, а фактами. Главное в продвижении нашего энергетического бизнеса в Европе – всемерно опереться на трезвую и глубоко реалистичную позицию Берлина и Вены в хо-

де согласованного отпора одиозному законопроекту сената США.

Чеканные строки совместного заявления министерств иностранных дел ФРГ и Австрии, как и памятное высказывание федерального канцлера Ангелы Меркель о недопустимости вмешательства в их энергетические планы, прозвучали весьма убедительно. Даже убедительнее, чем прежние комментарии Меркель о том, что при решении вопроса о строительстве «Северного потока – 2» вполне можно обойтись, если потребуется, и без брюссельского мандата.

Исходя из сказанного, Москве предстоит трудный, но не безнадежный виток инвестиционно-торговой дуэли на газовом рынке Европы. При этом надо не просто использовать прагматизм ответственных партнёров и ссылаться на них. Целесообразно сделать и свою собственную, глубоко осознанную ставку. Акцентировать именно ту позицию, которую с апломбом игнорирует углеводородный бизнес США. Это – экологические плюсы проекта «Северный поток – 2».

К примеру, точка выхода 1200-километрового морского участка «Северного потока – 2» на побережье Германии не стала местом строительства береговой компрессорной станции. Учитывая экологические аспекты, было решено передвинуть её на 300 км вглубь страны. Показательно и то, что в ходе реализации проекта не допущено даже малейших изменений донного ландшафта на Балтике. В этих целях пришлось полностью отказаться от взрывных работ.

Но и это ещё не всё. Россия может воспользоваться прогнозируемым европейским СПГ-бумом в своих целях. Как известно, сейчас в нашей стране реализуются ряд СПГ-проектов, которые позволят ей занять 12–13% мирового рынка сжиженного природного газа (в Азии – 16–17% рынка). И надо сделать всё для того, чтобы внедриться в создаваемую в Европе дистрибуторскую сеть СПГ. К примеру, компания Auriga LNG создаёт на Балтике СПГ-завод для обеспечения бункеровки морских судов сжиженным газом. Хорошие перспективы имеются и в плане использования СПГ, произведённого в России, в качестве газомоторного топлива.

Итак, большой газовый передел – уже не за горами. Противостоять недобрым планам США, надо сделать всё возможное, чтобы избежать скатывания энергодиалога между Востоком и Западом в пучину крайне опасной геополитической конфронтации. ■

XI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



# Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия.

**ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ**

**25–27 ОКТЯБРЯ 2017**

**• САМАРА •**

ул. Мичурина, 23а  
тел.: (846) 207-11-45  
**[www.expo-volga.ru](http://www.expo-volga.ru)**

# Мечты о глубокой переработке

Прикаспийские страны затеяли модернизацию собственных НПЗ, но у каждой из них свой тернистый путь на мировые топливные рынки

Владимир МИШИН

**Баку, Астана и Ашхабад одним из ключевых государственных приоритетов XXI века называют снижение экспорта углеводородного сырья и увеличение производства нефтепродуктов на национальных НПЗ. Базовое технологическое оборудование заводов во всех трёх странах – ещё времён СССР. Но и в Азербайджане, и в Казахстане, и в Туркменистане идут процессы его модернизации, создания новых мощностей и подтягивания качества выпускаемой продукции до уровня стандарта Евро-5. К 2021 г. Азербайджан планирует увеличить объёмы переработки нефти с текущих 5,7 млн до 17,5 млн т в год, из которых 10 млн т произведено на НПЗ в Турции. Казахстан к 2019 г. намерен нарастить показатели с 14,5 до 17,5 млн т. Туркменистан в 2018 г. предполагает добавить к 7,4 млн т текущей переработки ещё 0,6 млн т бензина, полученного из природного газа. Все эти планы – весьма масштабные. Но на пути к их осуществлению каспийских игроков ждёт множество проблем – финансовых, технологических, сырьевых, сбытовых, экологических.**

**Два плюс один равно одному** Азербайджан после распада СССР получил в наследство два НПЗ. Они были пущены в эксплуатацию ещё в конце 1940 годов, их суммарная мощность первичной переработки составляла 20 млн т в год. Но на эти объёмы данные предприятия, управляемые ГНКАР, за четверть века независимости так и не вышли. Лучший показатель (1991 г.) составил около 11,5 млн т при глубине переработки 50%.

И это несмотря на рост добычи нефти в Азербайджане, который начался с но-

ября 1997 г., после того как на блоке Азери – Чираг – Гюнешли была получена первая нефть «контракта века». Правда, максимума производства сырья (50,6 млн т) достигли ещё в 2010 г., а затем началось его падение.

Официальная версия этого топливного казуса сводится к простым тезисам: качество выпускаемой на НПЗ Азербайджана продукции невысокое, она неконкурентоспособна на мировом рынке. Следовательно, ГНКАР лучше экспортировать ликвидную нефть, а перерабатывать на своих заводах столько сырья, сколько необходимо для обеспечения нефтепродуктами внутренних потребностей республики. Для этого, по оценкам самой компании, достаточно 6,5 млн т нефти в год.

Решить проблему качества нефтепродуктов должен был новый НПЗ мощностью 10 млн т в год. Его планировалось построить к югу от Баку сначала к 2018 г., потом к 2020-му. Что же касается двух старых заводов, расположенных в столице республики, то они после сдачи в эксплуатацию нового и суперсовременного предприятия были бы обречены на демонтаж. Это позволило бы решить часть экологических проблем Баку.

Однако падение мировых цен на «чёрное золото» привело к сокращению нефтяных доходов и ВВП Азербайджана. В расчёте на душу населения он является самым низким в регионе (см. табл. 1). Поэтому пришлось скорректировать вышеупомянутые планы.

В итоге новый «супер-НПЗ» так и не был построен. А старые были «оптимизированы». В январе 2015 г. ГНКАР объединила их в один – Бакинский НПЗ имени Гейдара Алиева. Его потенциал, по оценкам британской BP<sup>1</sup>, составляет в настоящее время 205 тыс. барр./сут (9,95 млн т в год). Основной объект предприятия – установка ЭЛОУ АВТ-6, сданная в эксплуатацию в 1976 г.

Табл. 1. ВВП на душу населения стран Каспийского региона в 2016 г., долл.

Страна	ВВП
Россия	7742
Туркменистан	6479
Казахстан	6471
Иран	4798
Азербайджан	3701

Источник: МВФ.

В 2016 г. в Азербайджане в среднем перерабатывалось 117 тыс. барр./сут (за год – 5,7 млн т), то есть загрузка мощностей составила 57%. Было произведено 5,2 млн т нефтепродуктов, в том числе автобензина – 1,15 млн т (–5,8%), дизтоплива – 2,32 млн т (–17,4%), керосина – 0,63 млн т (–8,9%).

По скорректированной официальной версии ГНКАР, переработка 6 млн т нефти в год покрывает основные внутренние потребности в нефтепродуктах и ещё кое-что остаётся на экспорт (в 2016 г. суммарно 1,46 млн т, или 28% от объёма производства).

На непродолжительное время «оптимизация» позволила выйти на рекордную для Азербайджана глубину переработки. В I квартале 2015 г. она составила 96%. Правда, это не решило проблемы качества выпускаемой продукции. На БНПЗ производится бензин не выше стандарта Евро-2. Хотя основной экспортный нефтепродукт – дизельное топливо – всё же удалось подтянуть до стандарта Евро-4.

Сейчас в планах ГНКАР – дальнейшая модернизация завода, которую намереваются завершить в 2021 г. В её ходе будут реконструированы четыре установки, в том числе первичной переработки нефти и каталитического крекинга, а также построены 12 новых. Предварительное проектирование выполнит альянс Amec-Foster.

Расходы на модернизацию первоначально оценивались в 1,3 млрд долларов, затем они выросли до 1,8 млрд. Но и это,

<sup>1</sup> См.: BP Statistical Review of World Energy 2017.



учитывая физический износ оборудования завода, не предел.

Если планы ГНКАР воплотятся в жизнь, то на БНПЗ с 2021 г. будет перерабатываться 7,5 млн тонн нефти в год. Производство бензина достигнет 2,4–2,9 млн т в год, дизтоплива – 2,6–3 млн т. Качество этих нефтепродуктов поднимется до уровня Евро-5.

### Модернизация под вопросом

Однако у данного проекта есть две существенные проблемы – финансовая и сырьевая. В сравнении с ними прочие трудности – технологические, сбытовые, ценовые, кадровые – отходят на второй план.

Дело в том, что у самой ГНКАР на модернизацию завода денег нет. Госкомпания завершила 2015 г. с чистым убытком – 1,785 млрд манатов (более 1 млрд долларов). Прошлый год принёс прибыль, но скромную – 0,35 млрд манатов (0,2 млрд долларов). При этом суммарный долг ГНКАР в первой половине 2017-го достиг 7 млрд долларов. Такая ситуация не позволяет вкладывать собственные средства в модернизацию БНПЗ. К тому же у компании есть и другие насущные нужды. Так, строительство одного только Южного газового коридора потребует 40 млрд долларов, из которых свыше 10 млрд должна выложить сама ГНКАР.

Поэтому ожидается, что модернизация завода будет профинансирована государством, в том числе из средств Госнефтефонда Азербайджана (ГНФАР), авуары которого к середине 2017 г. составили 34,8 млрд долларов.

Но, учитывая объёмы ожидаемых расходов на ЮГК, на поддержку банковской

Табл. 2. Цены на бензин А-92 (на июль 2017 г.), долл. за литр

Страна	ВВП
Туркменистан	0,27
Иран	0,36
Казахстан	0,48
Азербайджан	0,53
Киргизия	0,6
Россия	0,7
Грузия	0,83
Узбекистан	0,84
Румыния	1,1
Турция	1,44
Италия	1,62

системы страны (до 2,8 млрд долларов), а также помня о внешних займах самого государства (11,2 млрд долларов), официальный Баку принял решение переложить часть расходов на модернизацию БНПЗ на население. Для этого с 15 июня нынешнего года в Азербайджане на 29% подняли цены на бензин А-92 – с 0,7 до 0,9 маната за литр (0,53 долл., см. табл. 2).

Однако вторую ключевую проблему нефтеперерабатывающей отрасли республики – сырьевую – росчерком пера не решить. Дело в том, что добыча нефти ГНКАР за годы независимости Азербайджана упала в 1,6 раза. В 2016 г. она составила 7,3 млн т. Снижается и суммарное, с учётом нефти АЧГ и конденсата Шах-Дениза, производство жидких углеводородов в стране (40,9 млн т в 2016 г.). Прогнозы на нынешний год также не внушают оптимизма: ГНКАР – 6,7 млн т, Азербайджан в целом – 39,4 млн т.

Следовательно, чтобы начиная с 2021 г. перерабатывать в Баку 7,5 млн т в год,

ГНКАР будет вынуждена отправить на БНПЗ, помимо собственного сырья, 1,5–2 млн т прибыльной нефти АЧГ, либо же импортировать аналогичные объёмы из Казахстана, либо, наконец, совместить оба этих потенциальных источника.

В принципе ресурсный потенциал Азербайджана позволяет без проблем «прокормить» один НПЗ. По оценкам ВР, он составляет 1 млрд т. При текущих объёмах добычи этого хватило бы республике на 25 лет. А в реальности хватит на более долгий срок, на 30–50 лет, так как производство УВС будет постепенно падать.

Однако у ГНКАР, помимо сырьевых проблем БНПЗ, вскоре появится ещё одна важнейшая задача – обеспечить нефтью свой завод Star мощностью 10 млн т в год. С 2011 г. госкомпания строит его в Турции, близ Измира. В идеале это предприятие стоимостью 6 млрд долларов должно быть сдано в эксплуатацию в 2018 г.

Первоначально планировалось, что на заводе Star будет перерабатываться прибыльная нефть ГНКАР с блока АЧГ. Однако в этом случае компания неизбежно потеряет часть мирового углеводородного рынка. Поэтому теперь она собирается закупать сырьё для этого НПЗ у «Роснефти» и у «иракских партнёров». В любом случае Star – это важный зарубежный проект, позволяющий начать поставки на рынки Европы конкурентоспособных нефтепродуктов стандарта Евро-5 и обеспечить нефтой нефтехимический комплекс Petkim, в котором альянс ГНКАР – Turcas имеет 51% долевого участия.

А Бакинскому НПЗ, как уже отмечалось, отводится роль базового поставщика нефтепродуктов на рынок Азербайджана.

«Излишки» его продукции, не востребованные внутри страны, по-прежнему будут экспортироваться, прежде всего в Грузию, где литр бензина А-92 стоит заметно дороже, чем в самом Азербайджане.

Вот только решение вопроса об увеличении глубины переработки на БНПЗ, вероятнее всего, будет отложено на неопределённый срок. Причина тому – ТЭС республики, которым нужно топливо. Газа в республике недостаточно для одновременного снабжения собственных тепловых станций и выполнения экспортных обязательств. Действительно, в 2016 г. в стране было добыто 18,95 млрд м<sup>3</sup> товарного газа, в Турцию поставлено 6,5 млрд м<sup>3</sup>, в Грузию – 2,2 млрд м<sup>3</sup>. Итого, на внутренние нужды осталось всего 10,25 млрд м<sup>3</sup>.

Прогноз на 2017 г. выглядит ещё суровее: добыча – 18,6 млрд м<sup>3</sup> (падение на 1,6%), суммарный экспорт – 8,95 млрд м<sup>3</sup> (+2,9%), внутреннее потребление – 9,65 млрд м<sup>3</sup> (-5,9%). В такой ситуации БНПЗ обречён производить мазут, используемый в топках ТЭС. И, как следствие, снижать глубину переработки. Так, в 2016 г., с учётом производства мазута в объёме 485,8 тыс. т (+48,1%) и потерь, она составила 83% против 92% в 2015-м.

Другими словами, топливный узел в Азербайджане завязан туго. И его ослабление зависит не только от модернизации БНПЗ, на которую уповает ГНКАР.

### Путь к топливному суверенитету

Добывающий и нефтеперерабатывающий потенциал Казахстана позволяет, казалось бы, на 100% удовлетворять спрос экономики и населения страны в нефтепродуктах. Извлекаемые ресурсы республики ВР оценивает в 3,9 млрд т. Добыча в 2016 г. достигла 79,3 млн т. Мощности только трёх базовых НПЗ превышают 16 млн т в год (см. табл. 3). А есть ещё более 30 частных мини-НПЗ.

По оценкам ВР, в 2016 г. суммарные мощности НПЗ Казахстана достигли 350 тыс. барр./сут (17 млн т в год), масштабы переработки – 339 тыс. барр./сут (16,5 млн т, на 1,1% меньше, чем годом ранее). То есть загрузка заводов превысила 96%. С учётом потерь в минувшем году в стране было произведено 16 млн т нефтепродуктов.

Официальные данные Минэнерго Казахстана несколько ниже – 14,5 млн т, – но сути дела это не меняет. Президент Нурсултан Назарбаев заявил: «Страна нуждается в больших объёмах бензина, дизельного топлива, нам не хватает



Табл. 3. Базовые НПЗ в Казахстане

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Проектная мощность, млн т в год	Глубина переработки (2016 г.), %
Атырауский	1945	4,9	59,2
Павлодарский	1978	6,0	72,5
Шымкентский	1985		5,2 75,0
<b>Итого</b>		<b>16,1</b>	

авиакеросина – это нонсенс, мы – нефтедобывающая страна, надо немедленно строить новые НПЗ».

Но пока новые заводы не сооружены, республика вынуждена импортировать из соседней России базовые нефтепродукты: бензин (до 30% от объёмов потребления) и дизельное топливо (15%). Для обеспечения внутреннего рынка Астана была вынуждена пойти на крайние меры – ввести запрет на вывоз нефтепродуктов из страны (он действует до осени 2017 г. и может быть продлён).

Текущий острый дефицит топлива власти страны объясняют ростом потребления. Если количество автотранспортных средств в стране в 2001 г. составляло 1 млн, то в 2016-м оно увеличилось до 4 млн.

При этом производство бензина за 15 лет выросло менее чем в два раза – с 1,54 млн т в 2001 г. до 2,9 млн т в 2016-м. Аналогичная динамика и по дизтопливу – с 2,2 до 4,1 млн т.

Но есть и иные причины дефицита. Главная из них – некачественная казахская нефть: тяжёлая, сернистая, с большим содержанием парафина и других минеральных веществ, химически агрессивная, разъедающая стальное оборудование НПЗ. Следовательно, пока на Павлодарском и Шымкентском заводах, спроектированных для переработки лёгкой нефти, доминирует российское сырьё (из Восточной Сибири). С учётом же

использования местной нефти средняя глубина переработки на НПЗ страны составляет всего 63%.

Согласно данным Минэнерго республики, в 2017 г. будет произведено 3 млн т бензина, 4 млн т дизтоплива, 0,3 млн т авиакеросина и 3 млн т мазута. А проблему топливного дефицита в стране чиновники обещают закрыть к 2019 г. К этому сроку в Астане надеются завершить модернизацию трёх базовых НПЗ: Атырауского и Павлодарского – в 2017 г., Шымкентского – в 2018-м. Это обойдётся казне в сумму от 4 до 6 млрд долларов.

В результате суммарные мощности этих НПЗ вырастут до 17,5 млн т в год. Средняя глубина переработки на них достигнет 83%. Производство бензина, дизтоплива и керосина составит 10 млн т в год. Уровень качества выпускаемого в стране горючего планируется поднять с нынешних Евро-2 и Евро-3 до Евро-4 и Евро-5.

Учитывая прогнозируемый объём потребления моторного топлива (9 млн т в год), Астана уверена, что модернизированные НПЗ с 2019 г. не только будут на 100% удовлетворять внутренние потребности в нефтепродуктах, но и позволят экспортировать 1 млн т в год в Узбекистан и Киргизию. Логистика поставок топлива в эти страны идеальная, требования к качеству нефтепродуктов здесь отнюдь не европейские, а розничная цена гарантирует приемлемую рентабельность.

Конечно, выход на европейские рынки (румынский, итальянский и т. п.), учитывая тамошние розничные цены, сулил бы государственному концерну «КазМунайГаз» (КМГ) куда большие прибыли, чем могут дать соседи по региону. Поэтому КМГ пытался в 2007 г. приобрести за 1,6 млрд долларов румынскую корпорацию Rompretrol, владеющую двумя НПЗ, сетью АЗС и топлиохранилищ. Однако сделка оказалась неудачной.

«КазМунайГаз» в лице дочерней структуры KMG International (KMG I) вложил в модернизацию завода Petromidiya 380 млн долларов. Благодаря этому объёмы его переработки увеличились с 3,8 до 5 млн т в год. Планировалось, что он будет загружаться казахской нефтью.

Но тут выяснилось, что Казахстан приобрёл в Румынии нерентабельные активы, к тому же отягчённые судебными исками. В результате в 2016 г. начался процесс продажи за 680 млн долларов 51% акций KMG I китайской компании China Energy.

Ну а в 2019 г. станет ясно, обеспечит ли проект модернизации национальной нефтепереработки 100-процентное удовлетворение потребностей страны в нефтепродуктах.

### ПРИБЫЛЬ, ВСЁ ВО ИМЯ ПРИБЫЛИ!

Первый НПЗ на территории Туркмении был открыт в 1943 г. на базе оборудования эвакуированного Туапсинского завода. После распада СССР экспорт газа в Россию дал Ашхабаду финансовые ресурсы, необходимые для создания современных нефтеперерабатывающих мощностей. В настоящее время в стране действуют два НПЗ – в Туркменбаши (побережье Каспия) и в Сейди (восток страны). Они объединены в Туркменбашинский комплекс НПЗ (ТКНПЗ).

Модернизация ТКНПЗ началась почти четверть века назад, оборудование закупалось в США, Японии, Германии, Франции и других странах. Благодаря государственным инвестициям, превысившим 6 млрд долларов, мощность комплекса выросла с 3 до 13,2 млн т в год (271 тыс. барр./сут).

По оценке ВР, в 2016 г. на ТКНПЗ перерабатывалось 153 тыс. барр./сут (7,4 млн т в год). Таким образом, загрузка мощностей составила 56%. При этом переработка сократилась на 2,8% по сравнению с 2015 г. А качество продукции в основном не преодолело планки стандарта Евро-3. Однако по производству нефтепродуктов на душу населения Туркменистан с большим запасом прочности обошёл соседей по Каспию (см. табл. 4).

Ашхабад строит планы по созданию новых НПЗ. Он заявляет, что к 2030 г. суммарная мощность переработки в стране достигнет 30 млн т, глубина вырастет до 95%. В результате Туркменистан станет крупнейшим экспортёром нефтепродуктов в Центральной Азии, обеспечивающим горючим как соседей по региону, так и европейцев.

Однако власти страны умалчивают об источниках нефтяного сырья, перерабатываемого на ТКНПЗ и других, пока гипотетических туркменских заводах. Между тем, добыча «чёрного золота» в стране в 2016 г. составила всего 12,7 млн т (на 0,4%



Табл. 4. Производство нефтепродуктов на душу населения (2016 г.), т

Страна	Нефтепродукты
Туркменистан	1,309
Казахстан	8,100
Азербайджан	0,530

меньше, чем годом ранее). Этого недостаточно для того, чтобы на 100% загрузить даже мощности ТКНПЗ.

По оценкам ВР, извлекаемые запасы жидких углеводородов в стране составляют 100 млн т. То есть при достигнутых объёмах добычи они будут исчерпаны за восемь (!) лет. Откуда тогда Ашхабад намерен взять сырьё, необходимое для загрузки новых заводов? Ответы на данный вопрос очевидны. Либо в Туркмении будут открыты новые месторождения, либо начнётся масштабный импорт из Ирана, Казахстана или России.

Но возможен и другой вариант решения топливных проблем Туркменистана. Исходным сырьём для производства горючего может стать природный газ.

Запасы газа в Туркменистане ВР оценивает в 17,5 трлн м<sup>3</sup>, а власти страны – в 27,2 трлн м<sup>3</sup>. Добыча в 2016 г. составила 66,8 млрд м<sup>3</sup> (на 3% меньше, чем годом ранее). К 2030 г. планируется довести её до 250 млрд м<sup>3</sup>. Поэтому «третий туркменский путь» имеет отличные перспективы.

«Первая ласточка» уже готовится «взлететь» под Ашхабадом. Там в 2015 г. началось строительство завода, исходным сырьём для которого станет природный газ (технология GTL – «газ в жидкое топливо»). Объём инвестиций в проект достигает 1,7 млрд долларов. Предприятие планируется запустить в конце 2018 г.

Согласно проекту, на ГПЗ будет перерабатываться 1,785 млрд м<sup>3</sup> газа в год и производиться 600 тыс. т бензина стандарта Евро-5, 12 тыс. т дизтоплива и 115 тыс. т сжиженного газа. Если опыт окажется удачным, в Туркменистане может быть построен ещё один завод, работающий по технологии GTL и выпускающий дизель.

Широкое использование технологии GTL в Туркменистане – это путь к решению сразу нескольких болезненных проблем. Во-первых, обеспечивается производство горючего уровня Евро-5 в объёмах, покрывающих потребности внутреннего рынка. Во-вторых, растёт экспорт газа, пусть и в форме жидкого топлива.

Сейчас у страны, по сути, только один экспортный газовый маршрут – китайский. Его договорной предел – 65 млрд м<sup>3</sup> в год. Вопрос со вторым маршрутом, газопроводом Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия (TAPI, мощность – 33 млрд м<sup>3</sup> в год), формально решён. Но успех этого проекта зависит от неэкономического фактора – военно-политической ситуации в Афганистане, где США и их союзники проигрывают противостояние с талибами.

В этом контексте Туркменистан переживает острый кризис репроизводства газа. Экспорт в 2016 г. составил 30 млрд м<sup>3</sup>, в стране с населением 5,5 млн человек осталось 36,8 млрд м<sup>3</sup>. И расширение производства горючего и химической продукции из газа – реальная возможность хоть как-то «пристроить» лишние миллиарды кубометров. Так что вполне логичны и другие планы Ашхабада по диверсификации использования «голубого топлива». В частности, по строительству в посёлке Киянлы завода по производству полиэтилена и полипропилена.

Разумеется, технология GTL не может заменить Туркменистану мощности TAPI и совсем уж гипотетического Транскаспийского газопровода. Однако у неё есть очевидное преимущество: топливо и химическая продукция, полученные из газа, могут без проблем пересечь Каспий в танкерах и на сухогрузах и попасть на вожделенный европейский рынок. Если, конечно, ЕС не будет против. ■

# Трое в лодке, не считая проблем



**Вопреки ожиданиям США, Россия и Саудовская Аравия смогли избежать обострения конкурентной борьбы на нефтяном рынке**

Константин СЕРГЕЕВ

**Вопреки надеждам скептиков, «маловероятное», «неожиданное» и даже «противоестественное» согласие России и Саудовской Аравии по принципиальным вопросам контроля добычи и экспорта нефти продолжает оставаться залогом восстановления баланса спроса и предложения на мировых энергетических рынках. Более того, не исключено, что в обозримом будущем к этому конструктивному диалогу вынуждены будут присоединиться и США. Что же, принять разумное решение никогда не поздно. Пока не сорвало аварийный клапан... События последних месяцев всё настойчивее свидетельствуют о том, что центр решения проблем «Большой нефти» смещается в Россию. Так называемая «техническая» встреча мониторингового комитета ОПЕК+, состоявшаяся 24 июля в Санкт-Петербурге, не только снова подтолкнула цены на нефть к вожделенному порогу в 50 долларов за баррель, но и подтвердила единство позиций России и Саудовской Аравии по ограничению добычи и усилению контроля над экспортом «чёрного золота». Это, в свою очередь, не могло не сказаться на предварительных итогах неформального энергетического саммита.**

## **ВСЕ ФЛАГИ В ГОСТИ К НАМ?**

Объединённый министерский комитет ОПЕК, представленный тремя членами (Алжир, Венесуэла и Кувейт), а также два ведущих производителя, не являющиеся членами картеля (Россия и Оман), заявили о готовности большинства участников Венских соглашений (за исключением

Эквадора) продлить самоограничения на производство нефти и после марта 2018 г. Также не исключается, что в дальнейшем (по достижении должной внутривалютной стабильности и, соответственно, стабильных уровней производства) к ним присоединятся Ливия и Нигерия. Именно эти страны стали объек-

том критики за «бесконтрольное» наращивание добычи (см. «Большая нефть: пробил час Ливии», НР № 5–6/2017). Причём главным образом – как раз со стороны США, которые использовали снижение поставок из группы стран ОПЕК+ для массивного повышения собственного производства «чёрного золота».

Особый резонанс вызвало присутствие на встрече в Санкт-Петербурге министра энергетики (и по совместительству наследного принца) Саудовской Аравии Халида аль-Фалиха. По утверждению Wall Street Journal, принц специально прервал



**Министр энергетики Саудовской Аравии Халид аль-Фалих**



свой отпуск, чтобы прилететь в Россию. А генеральный секретарь ОПЕК Мохаммад Баркиндо объяснил срочный приезд наследника престола нефтяного королевства стратегической важностью и высокими ожиданиями от исхода встречи.

Приятные (для рынка) неожиданности не заставили себя ждать. Широкий резонанс получило заявление Халида аль-Фалиха о готовности Саудовской Аравии ограничить свой нефтяной экспорт в августе уровнем в 6,6 млн барр./сут, что почти на 600 тыс. барр./сут меньше средних объёмов, достигнутых в I полугодии 2017 г. Правда, злые языки уже поговаривают, что эти дополнительные сокращения могут носить сезонный характер – в жаркие летние месяцы стране требуется больше электроэнергии для холодильных установок и кондиционирования воздуха, а решить эту проблему за счёт исключительно «чистой» энергии пока невозможно из экономических соображений.

Тем не менее даже кратковременное снижение поставок более чем на полмиллиона баррелей в сутки будет способствовать достаточно эффективно восстановлению баланса спроса и предложения на рынке. Заметим, что ранее Эр-Рияд уже сообщил о своих намерениях сократить производство «чёрного золота» на 1 млн барр./сут, что более чем в два раза превосходит его первоначальные планы самоограничения (486 тыс. барр./сут).

Россия, принявшая на себя обязательство уменьшить добычу на 300 тыс. барр./сут (и досрочно выполнившая его уже к концу апреля), также заявила о своей готовности поддержать дальнейшие инициативы «венской» группы, направленные на стабилизацию рынка

### Даже кратковременное снижение поставок более чем на полмиллиона баррелей в сутки будет способствовать достаточно эффективно восстановлению баланса спроса и предложения на рынке.

энергонасителей. При этом глава отечественного Минэнерго А. Новак отметил, что благодаря согласованным действиям партнёров за последние полгода с рынка ушло более 350 млн барр. «чёрного золота», а запасы нефти и нефтепродуктов только по странам ОЭС снизились на 90 млн баррелей. Это, наряду с намечившимся (впервые с 2014 г.) постепенным возвращением инвестиций, внушает некоторую надежду на стабилизацию отрасли в целом.

Настоящей же вишенкой на информационном торте стало сообщение г-на М. Баркиндо о возможном присоединении к переговорам группы ОПЕК+ ещё и США. Конечно, реализация этой инициативы сопряжена со значительными сложностями, вызванными особенностями добывающей отрасли Соединённых Штатов (возможно, для консолидации позиций американским операторам предварительно придётся создать свой «сланцевый ОПЕК»). А значит, она вряд ли будет осуществлена в кратчайшие сроки. Однако надежду вселяет сам факт, что подобная возможность действительно существует, и более того – не является столь уж неожиданной.

### Конфликты интересов: мнимые и реальные

Сердечное согласие Москвы и Эр-Рияда по такому чувствительному для обоих государств вопросу, как сокращение добычи и экспорта нефти, не могло не разочаровать тех профильных экспертов, которые ещё недавно прогнозировали усиление трений между двумя признанными лидерами рынка и дальнейшее обострение конкурентной борьбы по переделу экспортных ниш. Новый виток противостояния двух гигантов в первую очередь предполагался в Европе. Именно там Россия до сих пор занимает лидирующие позиции, несмотря на введённые против неё санкции. А Саудовская Аравия до последнего времени боролась за третье место с Ираком (см. табл. 1).

Ожидалось, что в июле нынешнего года Эр-Рияд объявит о новом чувствительном снижении цен на поставляемую в Европу нефть. Это должно было произойти за счёт смены эталонных (базис-

Табл. 1. Поставки нефти в ЕС по странам-экспортёрам в 2016 г.

Страна-экспортёр	Объёмы, тыс. барр.	Общая стоимость, тыс. долл.	Цена CIF, долл./барр.	% общего импорта
Россия	1198914	49929733	41,65	31,84
Норвегия	453324	20199798	44,56	12,04
Ирак	305996	11731872	38,34	8,13
Саудовская Аравия	298286	12597854	42,23	7,92
Казахстан	269368	11487858	42,65	7,15
Нигерия	211371	9370591	44,33	5,61
Азербайджан	162875	7292442	44,77	4,33
Алжир	108741	4860114	44,69	2,89
Иран	106400	4566537	42,92	2,83
Ангола	98528	4151820	42,14	2,62
Мексика	94916	3474011	36,60	2,52
Ливия	90161	3943804	43,74	2,39
Кувейт	53185	2084772	39,2	1,41

Источники: Европейская комиссия.

Табл. 2. Динамика экспорта сырой нефти из США в Европу по странам-получателям, тыс. барр.

	12/2016 г.	01/2017 г.	02/2017 г.	03/2017 г.	04/2017 г.
Нидерланды	1073	1729	1875	2601	2336
Великобритания	1250	882	876	2443	1193
Италия	649	1308	1718	2242	639
Франция	–	525	878	–	1210
Испания	–	1222	–	–	–
Дания	–	–	–	357	326
Грузия	–	–	–	91	33
<b>Всего</b>	<b>2972</b>	<b>5666</b>	<b>5347</b>	<b>7734</b>	<b>5737</b>

Источник: EIA.

Табл. 3. Динамика экспорта нефти из США в ЮВА по странам-получателям, тыс. барр.

	12/2016 г.	01/2017 г.	02/2017 г.	03/2017 г.	04/2017 г.
Китай	1948	2003	9575	3618	9681
Южная Корея	–	–	1198	1000	2069
Япония	–	1919	1301	150	1300
Сингапур	–	1712	2028	898	929
Таиланд	–	–	233	–	665
Гонконг	–	223	509	–	–
Индия	–	–	1468	–	–
<b>Всего</b>	<b>1948</b>	<b>5876</b>	<b>16312</b>	<b>5666</b>	<b>14644</b>

Источник: EIA.

ных) сортов, используемых в процессе ценообразования (Brent вместо Brent Weighted Average – BWAWE). По оценкам западных специалистов, подобные попытки расширить экспортную нишу на континенте могли привести к росту напряжённости в отношениях не только с Россией, но и с другими участниками проекта ОПЕК+. Таким образом, ставилась бы под сомнение возможность дальнейших скоординированных действий группы по стабилизации рынка. Учитывая же крайнюю нестабильность котировок «чёрного золота», реализация подобного сценария способна привести к новой ценовой войне между поставщиками конвенциональной нефти. Это могло бы облегчить выход на европейский рынок сланцевых операторов.

Риски такого обострения уже наблюдались в 2015 г., когда Aramco подверглась обоснованным обвинениям в попытках демпинга в регионе. Очередной виток ценовой войны в Европе мог бы помешать продлению соглашения о добровольном ограничении добычи. Любопытное совпадение – слухи о возможном возвращении Эр-Рияда к демпингу вновь стали усиленно циркулировать с конца I квартала 2017 г., по мере нарастания экспорта в Европу американской нефти. Согласно последним данным Агентства энергетической информации США (EIA), только за первые четыре месяца нынешнего года его объёмы вырос-

увеличение его присутствия в сегменте нефтяного импорта Поднебесной. Это забавно переключается с подобными же упреками в адрес Ливии и Нигерии – за аналогичные действия на европейском рынке. Разница только в том, что жертвой неминуемого передела рынка в Европе представляется Россия, а в Азии – Саудовская Аравия. При этом в некоторой информационной тени остаётся рост экспорта в этот регион собственно американской нефти, достигший своего пика в феврале нынешнего года (см. табл. 3).

Кстати, в этом месяце поставки нефти из США в Китай почти на 3 млн барр. превысили их экспорт в Канаду, которая ранее традиционно была потребителем № 1. В апреле этот рекорд (главным образом объясняемый сезонным всплеском спроса) был ещё раз превышен, что свидетельствует о желании американских операторов использовать любую дополнительную возможность для закрепления на рынке Поднебесной.

Табл. 4. Динамика добычи, экспорта и импорта нефти в США, тыс. барр./сут

Мес./год	12/2016 г.	01/2017 г.	02/2017 г.	03/2017 г.	04/2017 г.	05/2017 г.	06/2017 г.	07/2017 г. *
Число действующих БУ, шт.	525	566	602	662	697	722	756	764
Добыча	8780	8858	9075	9107	9083	9320	9312	9413
Экспорт	442	746	1116	834	1001	927	618	892
Импорт	7896	8382	8185	7987	8216	8122	7878	7883

Источник: Baker Hughes, EIA.

\* По результатам трёх недель месяца.

**С началом очередного нисходящего движения котировок (во второй половине апреля) успехи американских операторов на экспортном фронте становились всё более скромными. И это – несмотря на динамичное увеличение числа буровых установок, вводимых в эксплуатацию.**

ли на 93%. А основными адресатами поставок стали Нидерланды, Великобритания и Италия (см. табл. 2).

Площадкой для обострения конкурентной борьбы могла бы стать и Юго-Восточная Азия. Здесь западные отраслевые медиа дружно отмечали постепенное снижение доли Саудовской Аравии на перспективном рынке Китая и соответственно быстрые темпы прироста российского нефтяного экспорта. Попутно достаётся и Ирану – за «агрессивное»

Столь же серьёзными представляются и их планы по усилению позиций в Японии и Южной Корее. А вот поставки в Индию и Таиланд пока носят скорее «пристрелочный» характер. В целом же, несмотря на своё явное превосходство по физическим объёмам, нефтяной экспорт США в азиатском направлении рос далеко не столь интенсивно, как на европейском.

С началом очередного нисходящего движения котировок (во второй половине апреля) успехи американских операторов на экспортном фронте становились всё более скромными. И это – несмотря на динамичное увеличение числа буровых установок, вводимых в эксплуатацию. А также – при относительно стабильном приросте добычи, которая неуклонно приближается к рекорду – 9,6 млн барр./сут, – установленному в июле 2015 г. (см. табл. 4).

Вашингтон вполне логично предполагал сыграть на ожидаемом обострении конфликта интересов Москвы и Эр-Рия-

да. Но согласованные действия России и Саудовской Аравии обернулись для американских операторов далеко не однозначными результатами.

### ПО ЗАКОНУ БУМЕРАНГА

Добровольно сокращая добычу нефти в условиях жёстких экономических санкций, Россия умудрилась не только сохранить потенциал отрасли, но и существенно оздоровить её. Согласно июльским оценкам экспертов ОПЕК, прогноз производства «чёрного золота» в РФ на 2017 г. улучшен на 30 тыс. барр., до 11,07 млн барр./сут. При этом специалисты обращают особое внимание на то, что дополнительные затраты на ГРП и активизация бурения разведочных скважин, наблюдавшиеся даже в разгар кризиса 2015–2016 гг., заметно укрепили потенциал отрасли.

Предполагается, что подобные позитивные процессы продлятся как минимум до конца I квартала 2018 г., что позволит России в будущем году нарастить среднесуточные объёмы добычи до 11,24 млн барр. При этом российская экономика по-прежнему далека от того, чтобы оказаться «разорванной в клочья» – несмотря на очередную пролонгацию и даже ужесточение санкций.

Что же касается Саудовской Аравии, то более чем значительный потенциал её добывающей отрасли и разведанных запасов не вызывает сомнений. А даже временное ограничение экспорта рикошетом бьёт по интересам самих США, а также существенно ограничивает их возможности манипулировать ценами на «чёрное золото». Речь идёт о целенаправленном снижении поставок нефти Эр-Риядом именно в Соединённые Штаты. Слухи об этом просочились в информационные агентства (Bloomberg) ещё в конце мая нынешнего года, буквально спустя несколько дней после того, как группа ОПЕК+ решила продлить соглашение об ограничении добычи до 1 апреля 2018 г.

В июне темпы сокращения поставок саудовской нефти в США ещё более возросли. Накануне «технической» встречи ОПЕК+ в Санкт-Петербурге ЕА констатировало снижение их средних объёмов до 524 тыс. барр. в неделю. Это самый низкий уровень за последние семь лет!

### ПОДСЧИТАТЬ, ЧТОБЫ НЕ ПРОСЛЕЗИТЬСЯ

Но, оказывается, и это ещё не предел. Согласно информации Reuters, по итогам июля Эр-Рияд был намерен сокра-

тить свой экспорт «чёрного золота» в США на целых 35%. В августе объём поставок не превысит 800 тыс. барр., вместо привычных 1–1,2 млн. Как следствие, США вынуждены были принять решение о замещении саудовской нефти иракской. Эксперты Bloomberg предварительно оценивают объёмы её дополнительных поставок в 1,1 млн барр./сут. Однако они не исключают их существенного роста в дальнейшем. Этому в значительной степени будет способствовать

### Добровольно сокращая добычу нефти в условиях жёстких экономических санкций, Россия умудрилась не только сохранить потенциал отрасли, но и существенно оздоровить её.

своеобразный «энергетический антипатриотизм» операторов ряда крупных американских НПЗ (особенно Восточного побережья). Они традиционно предпочитают качественную импортную нефть родной сланцевой. Последняя, кстати, обычно оказывается ещё и заметно дороже привозной – с учётом транспортной составляющей (ж/д перевозки).

Таким образом, Саудовская Аравия начинает выполнять свои обещания сократить экспорт (в пределах анонсированных 600 тыс. барр./сут), а США – поневоле вносить свой вклад в стабилизацию нефтяного рынка. Помимо этого, Эр-Рияд не скрывает намерений добиться поступательного снижения запасов сырой нефти в США, вернее – заставить американскую отраслевую статистику официально признать сам факт существования подобной тенденции.

Как известно, значения этого важного стратегического показателя, регулярно публикуемые как ЕА, так и Американским институтом нефти (API), оказывают существенное влияние на динамику мировых цен «чёрного золота». Противоречивость этих оценок (вплоть до диаметральной противоположности) способствует волатильности рынка и, следовательно, создаёт комфортные условия для манипулирования им.

Например, незадолго до встречи ОПЕК+ в Санкт-Петербурге API оптимистично сообщил об увеличении запасов сырой нефти за неделю на 1,628 млн барр. А буквально сутки спустя ЕА заявило, что в рассматриваемый период

они, напротив, уменьшились на 4,7 млн барр. (до 490,6 млн барр.).

По мнению официального Эр-Рияда, ошутимое снижение экспорта саудовской нефти в США должно привести к отчётливому сокращению слишком «раздутого» показателя национальных запасов сырой нефти, игнорировать который официальная отраслевая статистика уже не сможет. Впрочем, после достижения баланса производства, импорта, экспорта и внутреннего потребления эти запасы всегда можно пополнить, но уже реальными, а не бумажными баррелями.

### ВОЗОБЛАДАЕТ ЛИ ЗДРАВЫЙ СМЫСЛ?

На какой же добывающий потенциал сегодня рассчитывает Вашингтон? Согласно последнему (июль) краткосрочному обзору энергетического рынка, ЕА обещает, что среднесуточная добыча нефти в США по итогам 2017 года составит 9,3 млн барр./сут. Это вполне реальный рубеж, если учесть, что за семь прошедших месяцев данный показатель находится на уровне 9,17 млн барр./сут.

А вот планы на 2018 г. гораздо более амбициозны: поднять производство до 9,9 млн барр./сут, а в декабре даже выйти на показатель – 10,1 млн барр./сут. При этом большую часть ожидаемого прироста (около 1,1 млн барр./сут) предполагается обеспечить за счёт сланцевой нефти (бассейны Permian и Eagle Ford в Техасе, а также Bakken в Северной Дакоте). Ещё порядка 300 тыс. дополнительных баррелей в сутки американские операторы надеются получить с шельфа Мексиканского залива. Там до конца будущего года планируется начать добычу в рамках семи новых проектов. От «замороженной» Аляски новых рекордов не ждут: в 2018 г. там предполагается поддерживать производство на текущем уровне (около 500 тыс. барр./сут).

Для реализации подобных планов не хватает sequer «мелочи» – продолжения пусть робкого, но всё же восходящего движения нефтяных котировок. Или хотя бы их устойчивого закрепления – чуть выше психологического рубежа в 50 долл./барр. Между тем, гарантий подобной стабильности пока не предвидится. Напротив, цены могут упасть и до подлинно критических глубин. Разве только, наконец-то, возобладает здравый смысл. И за столом переговоров о разумном самоограничении добычи и экспорта «чёрного золота» окажутся абсолютно все заинтересованные стороны, включая США. ■

# Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



## 17 октября 2017 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

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

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



## 7 декабря 2017 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

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

- OIL-GAS.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



## 15 марта 2018 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

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

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования



## 23 мая 2018 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

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

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



## 12 сентября 2018 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

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

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



# Эпопея солеварара из Солигалича

Вид с реки Костромы  
на город Солигалич  
(конец XIX века)

К 200-летию со дня рождения пионера российского нефтяного дела, видного предпринимателя и мецената Василия Кокорева

Александр МАТВЕЙЧУК,  
кандидат исторических наук,  
действительный член РАЕН

**В славной когорте пионеров российского нефтяного дела XIX века особое место занимает видный промышленник Василий Кокорев (1817–1889). Его жизнь и деятельность – яркий пример выходца из «низов», который собственными силами, творческой инициативой и недюжинным талантом поднялся до уровня предпринимателя и общественного деятеля всероссийского масштаба. Основанное им в 1874 г. совместно с Петром Губониным «Бакинское нефтяное общество» стало первой в мире акционерной нефтяной компанией вертикально интегрированного типа и одним из лидеров отрасли.**

## Соляной пролог с откупным дебютом

Василий Александрович Кокорев родился 5 мая (23 апреля) 1817 г. в старообрядческой семье в уездном городе Солигаличе Костромской губернии. Его отец совместно со своими тремя братьями владел несколькими соляными скважинами и не-

большой солеварней. Семейное дело и определило начало трудовой биографии Василия Кокорева.

Следует подчеркнуть, что соляной промысел издавна пользовался особым уважением в России. И первый опыт бурения в древнерусском государстве был связан именно с ним. В архивных документах сохранились сведения о том, что уже в IX веке в районе Старой Руссы были пробурены и эксплуатировались несколько скважин для получения соляного раствора. В уставе новгородского князя Святослава (XII век) говорится о соляных варницах в районе реки Двины. А сам город Солигалич в русских летописях упоминается с XIV века под названием Соль-Галицкая. В тот период он являлся крупнейшим русским соляным центром.

В 1835 г. после смерти отца по согласию родственников Василий Кокорев возглавил семейное предприятие. К этому времени он досконально постиг основы техники бурения скважин и производства поваренной соли. Показательно, что он стремился найти неординарные подходы к развитию производства.

Узнав, что летом 1837 г. во время пребывания в Костроме наследник престола цесаревич Александр намеривается посетить губернскую сельскохозяйственную



Портрет Василия Кокорева (1840 г.)

и промышленную выставку, Василий Кокорев изготовил для стенда своего предприятия макет пробуренной им соляной скважины «...на глубину 101 сажени со всеми моделями употреблявшимися при бурении инструментов». При «высочайшем» посещении и осмотре кокоревского стенда он сумел дать столь познавательные пояснения о соляном промысле, что даже был удостоен от «государя Цесаревича пожатия руки».

Здесь же Василий Кокорев смог передать академику Константину Арсеньеву



Вид на нефтеперегонный завод Закаспийского торгового товарищества (1860 гг.)

(1789–1865), находившемуся в числе сопровождавших августейшую особу, свою записку о мерах по защите и развитию отечественной соляной промышленности. Осенью 1837 г. был получен ответ из канцелярии министра финансов, что «записка по признанному в ней полезному содержанию будет напечатана в «Коммерческой газете»». Увы, этим всё и ограничилось. Разумные предложения Василия Кокорева так и не были реализованы на практике. И как следствие, произошло разорение многих небольших соляных предприятий.

Впоследствии Кокорев вспоминал: «Мне пришлось в самом начале моего коммерческого поприща пережить разорение солигаличского солеварения. Находившийся в городе Солигаличе солеваренный завод, принадлежащий мне в соучастии с моими дядьями, закрылся... С прекращением в Солигаличе завододействия я был вытеснен из рамки уездной жизни в Петербург для приискания себе откупных занятий».

Василий Кокорев стал постигать секреты и тонкости откупного дела в качестве поверенного винного откупщика А. Жадовского из Оренбургской губернии. Затем последовала его работа в той же сфере в Казанской губернии, где он всесторонне проник в суть откупного дела. В 1844 г. через казанского губернатора Сергея Шипова он передал в Министерство финансов записку «О путях переустройства неисправных откупов», цель которой – «придать торговле вином увлекательное направление в рассуждении цивилизации».

Предложения Кокорева получили одобрение в правительстве и вошли в «высочайше» утверждённое «Положение об акцизно-откупном комиссионерстве» (1847). Самому инициатору дали откупное место в Орловской губернии, за которым тогда числилась фантастическая не-

доимка – 300 тыс. рублей серебром. Через два года с недоимкой было покончено. А ещё через полгода в казну пошёл доход. Тогда Василию Кокореву передали ещё 16 из 53 «неисправных» откупов. В результате казна стала получать доход на 2 млн рублей в год больше, чем при прежнем, государственном управлении. В 1851 г. в награду за свои труды Василий Кокорев был удостоен звания коммерции советника.

### ПУТЬ К НЕФТИ АПШЕРОНА

В нефтяное дело Василий Кокорев был вовлечён благодаря настойчивости Николая Торнау (1812–1882), сторонника усиления влияния России в Персии посредством широкого развития экономических связей. Барон Торнау был известен в России как блестящий знаток Востока, автор ряда исследований по проблемам исламского законодательства, в том числе монографии «Мусульманское право».

В письме от 30 августа 1857 г. статс-секретаря Владимира Буткова к наместнику Кавказа князю Барятинскому можно прочитать следующие строки: «...в посылаемых бумагах Вы найдёте хорошее дело: учреждение Кокоревым компании для торговли с Асрабадом. Мне жаль, что по этому делу мы не спросили вашего мнения...»

А в письме начальника штаба Кавказской армии генерала Дмитрия Милютина к князю Барятинскому от 16 ноября 1857 г. имеется ещё одно упоминание об этой фирме: «...что касается до Кокоревской компании, то, вероятно, ваше сиятельство получили письмо барона Торнау, извещающее об окончательном устройстве правления этого товарищества...»

Учредителями Закаспийского торгового товарищества вместе с Василием Кокоревым и баронам Торнау также стали действительный статский советник Николай

Новосельский, купцы Иван Мамонтов и Пётр Медынцев. Несколько позднее к ним присоединился предприниматель Пётр Губонин, широко известный как удачливый железнодорожный подрядчик.

На первом этапе Товарищество купило 12 десятин земли в Сураханах вблизи Баку. Первоначальный замысел учредителей состоял в сооружении завода по производству осветительного материала – фотогена из кира (минеральная порода, пропитанная выветрившейся нефтью). Проект этого предприятия был подготовлен профессором Мюнхенского университета, иностранным членом-корреспондентом Петербургской академии наук Юстусом Либихом (1803–1873). С его помощью Товарищество закупило в Германии необходимое оборудование – чугунные реторты, предназначенные для сухой перегонки кира, и шарообразные котлы ёмкостью по 100 пудов для вторичной перегонки дистиллята. Их монтаж проходил под руководством немецкого химика Э. Мольдегауэра.

Однако вскоре выяснилось, что немецкая технология перегонки кира обеспечивала выход готового продукта в весьма незначительных объёмах. От своих знакомых Василий Кокорев узнал об исследованиях нефти магистра «фармации» Московского университета Василия (Вильгельма) Эйхлера. И в 1860-м пригласил его на Сураханский завод для «оказания консультаций».

Идеи химика Эйхлера поначалу озадачили опытного промышленника, поскольку тот предложил радикальные преобразования. А именно – отказаться от кира и перейти непосредственно на переработку сырой нефти, соответственно изменив технологический процесс и аппаратное оборудование. Это требовало значительных финансовых вложений. Но в большинстве деловых начинаний Василия Кокорева присутствовали элементы значительного риска, и Сураханский проект не стал исключением. Он принял предложение Василия Эйхлера.

Вскоре на заводе вместо чугунных реторт были установлены 17 железных кубов периодического действия: 12 из них ёмкостью по 300 пудов каждый, а пять – по 80 пудов. Шарообразные паровые котлы были заменены цилиндрическими, что обеспечило более равномерный нагрев нефти. А в качестве топлива стал использоваться природный газ, выходы которого имелись прямо на территории завода. Впервые в технологический процесс получения керосинового дистиллята была внедрена его очистка щелочным раствором.

В результате перегонки «колодезной» балаханской нефти выход готового про-

дукта составлял уже около 25–30% вместо прежних 15%. Теперь из трёх пудов сырой нефти получался один пуд осветительного материала, который приобрёл новое название «фотонафтиль», или в поэтичном переводе на русский язык – «свет нефти».

### ДВАДЦАТЬ БАКИНСКИХ ДНЕЙ МЕНДЕЛЕЕВА

Однако, несмотря на принятые меры, результаты производственной деятельности всё ещё не могли удовлетворить учредителей. Никак не удавалось вывести завод на уровень рентабельности. Да и качество осветительного материала оставляло желать лучшего. Нужен был новый подход к оценке состояния предприятия и определению его перспектив.

На этот раз Василий Кокорев решил обратиться к помощи учёного мира Санкт-Петербурга, где блистали имена известных химиков – Александра Воскресенского, Николая Зинина, Николая Соколова, Федора Илиша. Но и тут надо отдать должное интуиции Кокорева – он сделал весьма неожиданный шаг, пригласив в Сураханы не «столичных грандов химии», а скромного приват-доцента Петербургского университета Дмитрия Менделеева. Этот молодой 29-летний учёный не имел до этого каких-либо значимых работ в области исследования нефти. В то же время им уже был написан курс «Органическая химия» (1861), удостоенный Демидовской премии. Кроме того, его коллеги воздали ему должное за успешное редактирование и перевод «Технической энциклопедии по Вагнеру», или, как её называли в тот период, «Первой энциклопедии по химической технологии».

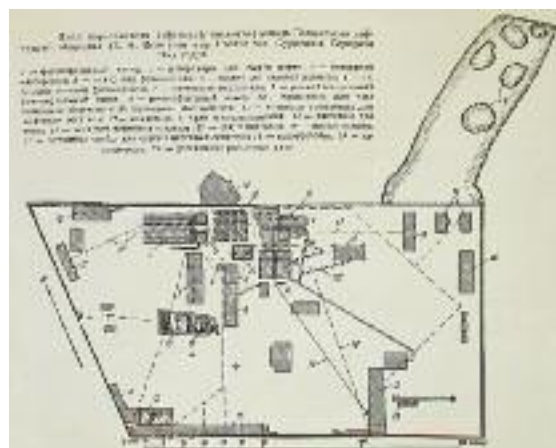
Впоследствии великий учёный вспоминал о своём первом нефтяном опыте: «В 1863 г. В. А. Кокорев пригласил меня, тогда служившего доцентом в Санкт-Петербургском университете, съездить в Баку, чтобы осмотреть всё дело и решить, как можно сделать дело выгодным, если нельзя, то закрыть завод... Тогда я в августе 1863 г. и был первый раз в Баку. С этого начинается моё знакомство с нефтяным делом».

20 августа 1863 г. молодой учёный выехал из Санкт-Петербурга и в начале сентября 1863 г. он прибыл в Баку. Всего 20 дней провёл Дмитрий Менделеев на Апшеронском полуострове, но именно они стали поистине решающими для дальнейшего развития российской нефтяной промышленности.

В записных книжках учёного сохранились отдельные фрагменты его планов по работе в Сураханах, включая даже эскизы бурового инструмента. Тем не менее мож-

но сделать вывод, что в основном его деятельность была направлена на совершенствование технологического процесса перегонки нефти. За три недели Дмитрий Менделеев совместно с Василием Эйхлером провёл целую серию опытных перегонок, включая вторичные разгонки полученных дистиллятов с отбором 50-градусных фракций. Это позволило внести существенные изменения в конструкцию перегонных кубов и внедрить в производство проточные холодильники.

Весьма серьёзным результатом стала разработка новой технологии очистки фотонафтиля. Дело в том, что после первичной перегонки нефти полученный керосин



План нефтеперегонного завода БНО (1870 гг.)

новый дистиллят содержал как непредельные углеводороды, так и кислотные и сернистые соединения. При хранении в железной таре он приобретал красный цвет, что объяснялось наличием в нём нафтеновых кислот, которые взаимодействовали с железом. При горении такого продукта возникал неприятный запах, коптящее, неустойчивое пламя не могло обеспечить достаточного освещения.

Поэтому учёные провели опыты по щелочной обработке керосина с последующим подкислением соляной кислотой для удаления следов щёлочи. Затем было изучено действие серной кислоты на дистилляты при тщательном перемешивании. Вскоре удалось получить столь впечатляющие результаты, что даже через 10 лет после завершения этих работ Дмитрий Менделеев писал: «...приёмы переработки нефти, употреблённые в прошлом десятилетии на бакинском заводе, ни от кого, очевидно, не заимствованные, могли быть поучительными для многих».

Впоследствии Дмитрий Менделеев весьма лаконично подвёл итог своей работы на Апшеронском полуострове: «...вместе

с г. Эйхлером часть предложений была тотчас осуществлена, что и послужило тому, что Сураханский завод стал давать доход, несмотря на то что цены керосина начали падать».

Среди множества новаторских идей Менделеева, выдвинутых во время его пребывания на Апшероне, следует отметить предложение о замене ручного рытья колодцев бурением нефтяных скважин. Оно сразу получило одобрение у Василия Кокорева. Однако эти планы встретили яростное сопротивление со стороны единоличного откупщика промыслов Ивана Мирзоева. 10 ноября 1865 г. в адрес начальника Главного управления наместника Кавказа

поступило письмо от уполномоченного Мирзоева, который резко возражал по поводу предоставления Закаспийскому торговому товариществу права бурения на 168 десятинах, находящихся между «главными источниками». Он просил, чтобы Бакинская казённая палата «восстановила на законном основании нарушенные его права, воспрепятствовала торговому товариществу бурить нефтяные колодцы в черте откупа».

Это окончательно привело Василия Кокорева в ряды активных борцов за скорейшую отмену нефтяного откупа. Его

настойчивый голос всё чаще звучит со страниц ведущих российских периодических изданий. В докладных записках он стремится донести свою позицию до «царственных особ», неизменно подкрепляя её экономическими расчётами: «...препятствием к расширению завододействия служит существующий в крае откуп на нефть. Завод должен приобретать нефть от откупщика, платя за каждый пуд сырой нефти 45 коп., а так как на пуд фотонафтиля потребно оной 2,5 пуда, то, следовательно, за сырой продукт, почти ничего не стоящий, надобно заплатить при самом начале завододействия 1 рубль 12,5 коп.».

### ПЕРВЫЕ НАГРАДЫ

Первоначально поставки нового осветительного продукта в Центральную Россию не принесли учредителям Закаспийского торгового товарищества ожидаемого успеха. Сказывалось настороженное отношение отечественного патриархального потребителя к нефтепродуктам. Так, первая партия фотонафтиля (700 пудов), привезённая в Москву в 1859 г., продолжительное время не находила сбыта.



Вид на нефтяные промыслы БНО на Апшеронском полуострове (1880 гг.)

Понимая, что для перелома отношения массового потребителя необходимы неординарные меры, Василий Кокорев и его партнёры приняли решение об участии Товарищества в работе Третьей Всемирной выставки в Лондоне в 1862 г. Здесь и состоялось первое международное признание их фотонафтиля. Жюри выставки высоко оценило качество продукции Сураханского завода и присудило ей серебряную медаль. Наряду с фотонафтилем Товарищество представило в своей экспозиции и другие нефтепродукты: петролен, нефтагиль, нефтяную сажу, парафин.

В 1865 г. завод впервые принял участие во Всероссийской мануфактурной выставке, проводимой в Москве. В «Указателе Московской выставки русских мануфактурных изделий 1865 г.» об этом было сказано так: «Главным экспонатом минерального масла было Закаспийское торговое товарищество В. А. Кокорев и Ко. Им представлены образцы фотонафтиля, или бакинско-го керосина в очищенном и неочищенном виде. Очищенный фотонафтиль был двух сортов: очистки 1864 г. и 1865-го. Фотонафтиль 1864 г. имел удельный вес 0,820, фотонафтиль 1865-го – 0,815. Сравнивая эти два сорта между собой нельзя не обратить внимания на особую чистоту последнего (очистки 1865 г.), он белого цвета и чище привозного пенсильванского масла, при горении не давал никакого запаха. По ровности горения он не уступает лучшему пенсильванскому маслу... Фотонафтиль г. Кокорева известен в Москве и по всему Поволжью и конкурирует с привозимым пенсильванским маслом».

Большая серебряная медаль Московской выставки 1865 г., присуждённая фотонафтилю Закаспийского торгового товарище-

ства «во внимание к важности производства минерального масла для России», стала первой наградой для отечественных нефтепродуктов на всероссийских выставках.

Весной 1867-го Сураханский нефтеперерабатывающий завод стал участником Всемирной выставки в Париже. В «Указателе» русского отдела выставки о нём была приведена достаточно скудная информация: «Фотонафтильный завод основан в 1859 г., перерабатывает ежегодно до 400 тыс. пудов нефти в 200 тыс. пудов фотонафтиля на сумму до 900 тыс. рублей. Рабочих – до 170 человек».

В ходе выставки стенд Товарищества неоднократно посещал Дмитрий Менделеев, который впоследствии в своей работе «О современном развитии некоторых химических производств в применении к России и по поводу Всемирной выставки 1867 г.» убедительно раскрыл перспективы отечественной нефтяной промышленности.

На очередной Всероссийской мануфактурной выставке, проходившей в период с 15 мая по 15 июля 1870 г. в Санкт-Петербурге, Товарищество вновь представило свою продукцию. В отчёте об этой выставке можно найти следующие строки: «Бакинский завод Кокорева существует с 1857 г., производит до 150000 пудов фотонафтиля и уже оказывает, несомненно, важные услуги, снабжая этим осветительным материалом приволжские губернии и простирая сбыты свои до центральных...»

Эта выставка принесла Закаспийскому торговому товариществу уже высшую награду – «право употребления на вывесках и изделиях изображения государственного герба... за приготовление из кавказской нефти осветительных масел весьма высокого качества при обширном производстве

на заводе, основанном при самом начале введения освещения минеральными маслами».

## ПЕРВАЯ ВИНК

Семнадцатого февраля 1872 г. произошло знаменательное событие в истории нефтяной промышленности России. Император Александр II «высочайше» утвердил «Правила о нефтяном промысле». Согласно им, с 1 января 1873 г. на Апшеронском полуострове упраздняясь система сдачи нефтяных промыслов на откуп. А это означало главное: наконец-то сброшены удушающие феодальные оковы откупа и нефтяное дело в стране получило долгожданную свободу.

«Правила» установили, что нефтеносные участки земли на Апшеронском полуострове могут передаваться в частные руки с публичных торгов за единовременную плату. Был разрешён беспрепятственный поиск нефти на всех свободных казённых землях Кавказа «лицам всех состояний – как русским подданным, так и иностранцам». Отводы по заявкам допускались не менее одной десятины и не далее пределов в 80 сажень кругом заявочного столба. Промышленник был обязан начать разработку нефти в течение первых двух лет по получении акта на отведённую площадь. За пользование участками он необходимо было платить арендную плату – 10 рублей за одну десятину. Предельный срок аренды определён в 24 года.

Вскоре, после утверждения «Правил о нефтяном промысле» в Тифлисе при Главном управлении Кавказского наместничества образована особая комиссия. Она разбила основные нефтеносные участки Апшеронского полуострова на 48 групп, каждая площадью 10 десятин.

В первых торгах нефтеносными участками на Апшероне, состоявшихся в декабре 1872 г., самое активное участие приняло Закаспийское торговое товарищество. Его средств хватило на покупку шести участков в Балаханах.

Учитывая обострение конкурентной борьбы среди нефтепромышленных компаний, основные пайщики Товарищества – Василий Кокорев и Пётр Губонин – приняли решение создать крупное акционерное общество, способное охватить весь спектр добычи нефти, производства нефтепродуктов, а также их реализации.

В конце 1873 г. они приступили к созданию «Бакинского нефтяного общества». Чтобы разъяснить свою позицию будущим акционерам, Василий Кокорев выпускает брошюру «Пояснительная записка к уставу Бакинского нефтяного общест-

ва» (1874). В ней он убедительно обосновывает преимущества концентрации капитала в нефтяном деле.

И наконец, 18 (30) января 1874 г. состоялось долгожданное «высочайшее» решение по учреждению первой акционерной вертикально интегрированной нефтяной компании. В качестве её учредителей выступили статский советник Пётр Губонин и коммерции советник Василий Кокорев.

В первом параграфе Устава была обозначена цель создания компании: «Для добывания нефти и нефтегазля, выделки из оных осветительных и других продуктов и торговли ими учреждается акционерное общество под наименованием "Бакинское нефтяное общество"...» Второй параграф конкретизировал его материальные активы: «В собственность Общества переходят на законном основании некоторые как лично принадлежащие коммерции советнику Кокореву, так и принадлежащие ему сообща с статским советником Губониным заводы, земли, суда, нефтяные колодцы, подвалы и склады по общему владельцу с Обществом соглашению по описи, имеющей быть предъявленной в первом общем собрании акционеров».

Основной капитал составил 2 млн 500 тыс. рублей и обеспечивался выпуском 25 тыс. акций номиналом 1,25 рубля каждая. Особо было подчеркнuto, что «... к Обществу переходит предоставленное Кокореву, как керосинозаводчику, в разное время право употребления на изделиях и вывесках изображения медалей и государственного герба».

Девятого июня 1874 г. в Санкт-Петербурге состоялось первое общее собрание акционеров. А ровно через месяц компания официально начинает свою деятельность.

В первом отчёте БНО (период с 1 июля 1874 г. по 1 апреля 1875 г.) подробно описано всё имущество компании. Нефтедобывающий сектор включал: «Шесть групп в Балаханах пространством около 60 десятин с буровыми скважинами и нефтяными колодцами. Сабунчинские земли пространством около 22 десятин с колодцами и бассейном. Нефтяные бассейны и другие здания, находившиеся в постройке к 1 июля 1874 г.».

В 1875 г. БНО располагало 10 скважинами на Балаханском нефтяном промысле глубиной от 23 до 35 саженей и с суточным дебитом от 600 до 10 тыс. пудов.

В сектор нефтепереработки вошли: «Завод со всеми принадлежащими ему зданиями, аппаратами, машинами, сходящим из земли горючим газом стоимостью 1 млн 200 тыс. руб. Стоимость нового отделе-

ния, находящегося в постройке, и инвентаря принята в 13 тыс. 669 руб.».

Транспортный сектор БНО включал в себя флотилию, базирующуюся на пристани Зых и состоящую из шести парусных шхун, парохода «Артельщик» и пяти барж. В Баку также имелся свой причал, где находились шхуна и баржа для перевозки нефтяных остатков. В 1875 г. были построены парусная шхуна «Василий», кусовая лодка и 5 барж (в Царицыне), а также приобретена паровая шхуна «Транзунд».

Сбытом занимались Бакинская контора, 11 агентств и 4 «комиссионерства». Агентства вместе со зданиями и складскими помещениями располагались в Москве, Сара-



Акция Бакинское нефтяное общества

тове, Самаре, Царицыне, Казани, Симбирске, Сарепуле, Перми, Нижнем Новгороде, Ярославле и Астрахани. «Комиссионерства» действовали в Рыбинске, Пензе, Вологде, Вятке. Только в Москве БНО построило 6 складов площадью 2 десятины 700 квадратных саженей и общей вместимостью 3500 бочек. Московское агентство держало весьма популярный у москвичей магазин для розничной продажи нефтепродуктов.

Правление Общества находилось в Санкт-Петербурге. Его возглавлял инициативный менеджер Николай Игнатьевский, в состав входили специалисты финансового и горного дела: Р. Крафт, И. Милютин, К. Гусев. Позднее в состав Правления вошли И. Горбов и Д. Поливанов.

Уже через три года БНО достигло впечатляющих результатов. Компания стала лидером российской нефтяной промышленности. Если в отчётом 1874/75 г. было до-

было добыто 965,7 тыс. пудов нефти, произведено 297,3 тыс. пудов керосина, то в 1875/76 г. соответственно – 2 млн 379,5 тыс. пудов нефти и 520,3 тыс. пудов керосина. А в 1876/77 г. уже 3 млн 753 тыс. пудов нефти (32,3% общероссийской добычи) и 903,3 тыс. пудов керосина. Впечатляли и темпы роста поставок керосина. Если в 1874/75 г. БНО вывезло в центр России 373,4 тыс. пудов, то в следующем году – почти в два раза больше – 727,8 тыс. пудов.

## ИННОВАЦИОННОЕ НАЧАЛО В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

Образцовая постановка дела на Сураханском заводе БНО неизменно привлекала внимание отечественных учёных и инженеров и получала заслуженную высокую оценку.

Весной 1876-го это предприятие посетил известный русский учёный, профессор Горного института Конон Лисенко. Впоследствии он отметил: «На Сураханском заводе Бакинское нефтяное общество имеет 25 кубов от 620 до 660 вёдер ёмкости и 5 кубов ёмкостью 208 вёдер... При заводе имеются обширные бондарная, слесарная и кузнечные мастерские. У Бакинское нефтяное общества, кроме того, есть бондарный завод около самого Баку, который производит до 40 тыс. бочек в год. Остальные здания представляют либо магазины, склады или жилые помещения для служащих. Между некоторыми зданиями проложены рельсы. Вся площадь завода ограждена каменной стеной, к которой с северной стороны прилегает монастырь гебров. Вообще, главную силу Сураханского завода Бакинское нефтяное общество составляет, кроме хороших качеств его керосина, обширные бондарные, а также вспомогательные мастерские, на рациональное содержание которых я обращаю внимание крупных нефтезаводчиков».

Далее он подчеркнул: «Для успеха нефтяной техники, конечно, особенно необходимо, чтобы заведывание фабриками поручалось образованным и сведущим техникам. До сих пор это можно найти только на заводе Бакинское нефтяное общества...»

Важным этапом развития компании стала организация на Сураханском заводе производства нефтяных смазочных масел. И это было заслугой, прежде всего, управляющего заводом, горного инженера Алексея Дорошенко. Здесь была смонтирована технологическая линия по получению смазочных масел из нефтяных остатков, которые презрительно назывались отбросами и в основном попросту сжигались.

Принципиальная схема технологического процесса состояла в следующем. Мазут нагревался до температуры 300 °С, далее через него пропускать перегретый водяной пар, который увлекал с собой масляные фракции по металлической трубе в холодильное устройство, где происходило их отделение от воды.

Впоследствии горный инженер Семён Квитка писал: *«Если, вообще говоря, нефтяная промышленность является неплатным должником перед В. И. Рагозиным за организацию производства смазочных масел, то свою долю уважения и признательности у бакинцев заслужил Алексей Семёнович Дорошенко тем, что организовал это дело в Баку».*

Расширение объёмов нефтедобычи и нефтепереработки требовало от руководства БНО дальнейшего совершенствования производства, развития инфраструктуры и внедрения современного оборудования и новых технологических решений.

Так, 17 февраля 1879 г. был пущен в эксплуатацию керосинопровод от Сураханского завода до пристани Зых. В Швеции на верфи Crichton Yard был заказан танкер «Сураханы» для перевозки 5 тыс. тонн керосина стоимостью 75 тыс. долларов. Всё это существенным образом сказалось на повышении эффективности деятельности Общества.

Что касается Сураханского завода, то он неуклонно наращивал выпуск нефтепродуктов. В 1881 г. там было произведено 883,1 тыс. пудов керосина и 599,9 тыс. пудов смазочных масел и бензина.

Следует отметить, что вклад отечественных инженеров, работавших в разное время в БНО, в становление отечественной нефтяной промышленности – весьма весом. Среди них можно назвать горных инженеров Алексея Дорошенко, Семёна Квитку, Николая Винера, Николая Гринёва, Михаила Зуева, Валериана Затурского, Владимира Карпинского, Даниила Веремко, инженера-технолога Владимира Абрамовича, инженера-механика Кирилла Некрасова.

В последней четверти XIX века в российской нефтяной промышленности появились новые агрессивные компании: Товарищество нефтяного производства братьев Нобель (1879), Каспийско-Черноморское нефтепромышленное и торговое общество (1886), Каспийское товарищество (1886), Нефтепромышленное и торговое общество «Братья Мирзоевы и К<sup>о</sup>» (1886). Это привело к тому, что Бакинское нефтяное общество постепенно утрачивало лидирующие позиции. И хотя оно с каждым



Портрет коммерции советника  
Василия Кокорева (1880 г.)

годом увеличивало производство (в 1888 г. добыто 11 млн 288,3 тыс. пудов нефти, в 1889-м – 14 млн пудов, а в 1890-м – 18 млн), компания всё же не могла вернуть себе звание безусловного лидера отрасли.

#### БЛАГИЕ ДЕЛА И УСТРЕМЛЕНИЯ

Василий Кокорев прославился своей деятельностью на почве благотворительности и меценатства. Он уделял большое внимание поддержке отечественной науки. Регулярными стали его щедрые пожертвования на содержание физической станции Русского технического общества, где великий учёный Менделеев проводил свои опыты по изучению упругости газов и пара. Первым из российских промышленников он обратил серьёзное внимание на популяризацию и развитие народных промыслов. В Москве, в Большом Трёхсвятительском переулке, он устроил музей изделий народных мастеров с вывеской «Хранилище народного рукоделия». Знаменитая «Погодинская изба» на Девичьем поле, вблизи Новодевичьего монастыря в Москве, где хранилось уникальное собрание древних рукописей и документов, также была построена на средства Василия Кокорева.

Он с особым вниманием относился к творчеству русских художников, некоторые из них отправились за границу на его средства. В 1858 г., за 20 лет до появления Третьяковской галереи, в специальном отстроенном здании была открыта первая в Москве публичная художественная «Кокоревская галерея». Она имела самую крупную на то время коллекцию русской живописи, более полутысячи полотен.

В 1884 г. Василий Кокорев основал на Валдае первый в России «Дом творчества» для художников – Владимиром-Мариинский приют. Он справедливо полагал, что природа Тверского края должна больше

вдохновлять отечественных живописцев, «чем развалины Помпеи». Признанием заслуг Василия Кокорева перед русским изобразительным искусством стало избрание его в начале 1889 г. почётным членом Академии художеств.

Кокорев собирал не только картины. Его библиотека насчитывала более 4 тыс. томов, которые он пожертвовал впоследствии Московской публичной библиотеке.

Следует упомянуть и то, что в 1862 г. он на собственные деньги разбил в Москве широкий бульвар, который тянулся от Лубочного переулка до Болотной площади. Это был один из немногих общественных столпных скверов, построенных на частные средства. Бульвар, засаженный липами и вязами и ставший любимым местом прогулок москвичей, назывался Кокоревским вплоть до его ликвидации в 1930 году.

Кроме того, Василий Кокорев активно занимался публицистикой. Его перу принадлежал целый ряд работ, вызвавших широкий отклик в российском обществе, в том числе «Взгляд русского на европейскую торговлю» (1858), «Путь севастопольцев» (1858), «Обличительное дело» (1859), «Нужды и потребности» (1883), «Экономические провалы по личным воспоминаниям с 1837 г.» (1887), «Мысли русского, порождённые речью князя Бисмарка» (1888).

\*\*\*

Василий Александрович Кокорев скончался 23 апреля 1889 г. и был похоронен на Малоохтинском кладбище в Санкт-Петербурге. Целый ряд российских периодических изданий поместили о нём обширные некрологи. Газета «Новое время» писала: *«С его взглядами можно было спорить, можно было не соглашаться с ними, даже отрицать их, но они свидетельствовали о целом, своеобразно сложившемся характере русского человека, который провёл жизнь весьма деятельно. ... Он вкусил от жизни и сладкого, и горького и прошёл её небесцельно».*

Сегодня, возвращаясь к истории жизни и деятельности В. А. Кокорева, целесообразно вспомнить высказывание, сделанное им 180 лет назад в очерке «Экономические провалы по личным воспоминаниям с 1837 г.» и оказавшиеся как никогда актуальными для нашего времени: *«Пора государственной мысли перестать блуждать вне своей земли, пора прекратить поиски экономических основ за пределами Отечества, засорять насильными пересадками на родную почву, пора, давно пора возвратиться домой и познать в своих людях силу».* ■



13-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА  
ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ  
АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ

# RAO/CIS OFFSHORE 2017

13<sup>TH</sup> INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION FOR OIL AND GAS RESOURCES  
DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN ARCTIC AND CIS CONTINENTAL SHELF

SEPTEMBER 12-15 СЕНТЯБРЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ • ST. PETERSBURG



**ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ ЗАРАНЕЕ!**

**BOOK NOW!**

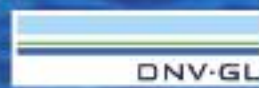
Генеральный спонсор



Официальные спонсоры



Спонсор круглого стола



СЕКРЕТАРИАТ



Тел.: (812) 320 9660, 303 8863  
E-mail: rao@restec.ru

[www.rao-offshore.ru](http://www.rao-offshore.ru)

XXIV специализированная выставка



**2017**



**НЕФТЬ И ГАЗ**

Топливо энергетический комплекс

РЕКЛАМА



**19-22**  
сентября



ОАО «Тюменская ярмарка»

Адрес: Россия, 625013,

г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал

телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33;

e-mail: tyumfair@gmail.com. [www.expo72.ru](http://www.expo72.ru)

РЕКЛАМА