

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

**НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ**

14–15 апреля 2020

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2020



13–16 апреля 2020

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Рек. 18/00



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



66 ЭКСПОЦЕНТР



Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Сентябрь –
октябрь
2019

<https://neftrossii.ru>

НЕФТЬ РОССИИ № 9–10 2019

Яблоко раздора – украинский ТЭК

Северный локомотив «НОВАТЭКа»

Непредсказуемый манёвр для российских НПЗ

Американский «газ свободы» рвётся на Восток

Ближневосточные амбиции Китая

Анестезия для нефтяного рынка

Дроны и клоны

Почему мировой нефтяной рынок почти перестал реагировать на реальные и призрачные политические угрозы?

Валерий АНДРИАНОВ

Уже давно принято относиться к нефтяной отрасли как к какому-то капризному ребёнку мировой экономики. Мол, она склонна устраивать истерики по каждому поводу, бурно реагируя повышением или понижением котировок на любые мало-мальски значимые политические и экономические события. Такая волатильность выгодна биржевым спекулянтам, а большинству участников рынка она приносит лишь головную боль. Однако в последнее время «нефтянка» как будто повзрослела. Фактически в последние год-полтора она крайне вяло реагирует на различные катаклизмы и больше «приглядывается» к фундаментальным факторам – изменениям спроса и предложения. Даже такой громкий инцидент, как атака дронов на нефтегазовые объекты Саудовской Аравии, привёл лишь к кратковременному и относительно умеренному всплеску нефтяных котировок, которые быстро вернулись в прежнее русло по мере восстановления добычи на пострадавших месторождениях.

«Мы сейчас переходим в новую реальность. Ещё примерно год назад уровень политических рисков был крайне высок. В другой ситуации скачки цен были бы гораздо выше. В этом году были и атаки террористов, и напряжённость с Ираном. А цена стояла как прибитая – около 60 долларов за баррель. Фактически это означает, что мир “потерял страх”. Раньше в цене на нефть всегда сидела премия за риск – 5–10 долларов за баррель. Существовали опасения, что атаки, политика, ураганы и ещё что-то могут довольно быстро снять с рынка значимые объёмы добычи, возникнет долгосрочный дефицит и цена резко скакнёт... В последние несколько лет мы этой премии не видели», – отмечает руководитель Департамента стратегии и инноваций ПАО «Газпром нефть» С. Вакуленко (см. статью А. Валентинова «Атака на нефть»).

Не страшны нефтяному рынку не только дроны, но и клоны, точнее, снова и снова будто клонируемые пакеты американских санкций против различных нефтедобывающих стран, в том числе и против России. По сути, рынок уже перестал обращать на них внимание. Как отмечается в статье П. Богомолова «Яблоко раздора – украинский ТЭК», поначалу администрация Дональда Трампа не говорила о каких-то новых секторальных санкциях против ТЭК России. «Придерживаясь, видимо, данных в ходе выборной кампании обещаний – отмежеваться от политического наследия Обамы в целом, – Трамп не хотел сразу подхватывать весь груз антикремлёвских рестрикций. Наоборот, звучало немало красивых слов о мнимом стремлении возобновить диалог с Владимиром Путиным... Однако надежды на лучшее жили недолго. В июле 2017 г. Трамп выступил в Вашингтоне с экспансивной речью. В её основе оказался призыв к “энергетическому доминированию США” во всём мире», – отмечается в статье. И инструментом этого доминирования опять-таки стало привычное клонирование санкций против любых конкурентов США.

Причём давлению со стороны Вашингтона подвергаются не только страны-поставщики энергоресурсов, но и государства-покупатели, даже из числа ближайших союзников США. В случае отказа покупать американский газ им грозят своего рода санкции в виде повышения тарифов во взаимной торговле. Ни к чему хорошему такая политика не приводит.

«Заметим, что дополнительную привлекательность в глазах европейцев заокеанский СПГ обрёл на фоне реальной угрозы повышения Белым домом ввозных пошлин на сталь, алюминий и легковые авто. Однако пять лет – немалый срок, а обещать – не значит жениться <...> то есть ускоренными темпами строить приёмные СПГ-терминалы. К тому же уже к концу мая европейский рынок оказался буквально переполнен “голубым топливом”. В результате цены на него рухнули более чем в два раза по сравнению с летом 2018 г., демонстрируя достаточно устойчивую тенденцию к дальнейшему снижению», – говорится в статье К. Сергеева «“Газ свободы”: натиск на Восток».

Впрочем, клонируются не только санкции, но и давние страшилки, призванные убедить страны, производящие углеводородное сырьё, в бесперспективности этого бизнеса (и, соответственно, потесниться, уступив место американским конкурентам). Очередным таким клоном стала небезызвестная Грета Тунберг, которая с детской бесхитростностью повторяет выдуманные взрослыми дядями и тётями апокалиптические лозунги. Недаром в мировых СМИ уже появилось слово «гретинизм», обозначающее подобные псевдоэкологические истерики. Но и здесь нефтегазовый комплекс ведёт себя уже не как капризный ребенок, а как ответственный взрослый субъект и не спешит отказываться под давлением клонов от своих планов.

«В ближайшие 12 лет 50 крупнейших нефтяных компаний мира планируют увеличить добычу на 7 млн барр./сут. Согласно оценкам Rystad Energy, среди международных лидеров прироста выделяются Shell и ExxonMobil, каждая из компаний планирует до конца следующего десятилетия нарастить производство более чем на 35%. Причём темпы роста добычи в ближайшие годы превзойдут показатели предыдущих 12 лет. Среди национальных добычных компаний выделяется Qatar Petroleum, которая намерена к 2030 г. увеличить добычу углеводородов на 58%. Данный прогноз основан на уже существующих у компании активах и планах при условии сохранения цен на нефть на уровне 65 долларов за баррель в долгосрочной перспективе», – говорится в статье М. Кутузовой «Анестезия для нефтяного рынка».

Скорее всего, «нордическое спокойствие» нефтегазового комплекса, демонстрируемое в последнее время, обусловлено тем, что он просто устал от угроз. Когда разных «дронов и клонов» становится слишком много, они уже перестают вызывать ожидаемые эмоции. Но это и к лучшему. Ибо снижение волатильности и ориентация на долгосрочные фундаментальные факторы – залог повышения инвестиционной привлекательности НГК, что, в свою очередь, сделает его ещё более устойчивым перед лицом различных «психических атак».

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

**Нефть
россии**

16+

Журнал «Нефть России»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-52775,
выдано 08.02.2013 г. Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ
и

OIL OF RUSSIA

16+

Журнал Oil of Russia

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

Учредитель Дмитрий ГУРТОВОЙ

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ

Академик РАН

Александр НЕКИПЕЛОВ

Академик РАН, председатель Совета директоров
ПАО «Роснефть»

Виктор МАРТЫНОВ

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

Геннадий ШМАЛЬ

Президент Союза нефтегазопромышленников

Андрей КОНОПЛЯНИК

Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН

Д. с. н., профессор (ИСПИ РАН)

Владимир ТЕТЕЛЬМИН

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

Александр МАТВЕЙЧУК

К. и. н., академик РАЕН

Анатолий ДИОРДИЕНКО

Основатель журнала «Нефть России»

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ

asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор

Валерий АНДРИАНОВ

andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора

Дмитрий ГУРТОВОЙ

editor@neftrossii.ru

Над выпуском работала

Марина СОЛДАТОВА

msoldatova@neftrossii.ru

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 31.10.2019 г.

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 – © Depositphotos



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Дроны и клоны

Почему мировой нефтяной рынок почти перестал
реагировать на реальные и призрачные политические
угрозы?

1

ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

Нужно искать технологии

Повысить нефтеотдачу в России возможно только при усло-
вии масштабного внедрения новых технологических подхо-
дов к добыче. Интервью с председателем совета директо-
ров ООО «РИТЭК» Валерием Исаакичем ГРАЙФЕРОМ

4



АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

М. КУТУЗОВА

Анестезия для нефтяного рынка

Какие основные угрозы и вызовы стоят перед
производителями углеводородного сырья на пороге
2020 года?

9



П. БОГОМОЛОВ,

кандидат политических наук

Яблоко раздора – украинский ТЭК

Политические интриги с участием официального Киева
грозят импичментом президенту Дональду Трампу

14

Е. ХАРТУКОВ,

профессор Московского государственного института
(университета) международных отношений МИД
России (МГИМО)

Как сравнить несравнимое

Что общего и какие различия между нефтегазовыми
комплексами России и США

20



«ЛУКОЙЛ»



«Газпром нефть»



А. ВАЛЕНТИНОВ

Атака на нефть

Мировой рынок углеводородов оказался под ударом как со стороны террористов, так и долгосрочных структурных факторов

24

ГАЗОВЫЕ РЫНКИ

К. СЕРГЕЕВ

«Газ свободы»: натиск на Восток

США, Польша и Украина пытаются создать альянс, способствующий продвижению американского СПГ в Европу

29

ПЕРЕРАБОТКА

А. ВАЛЕНТИНОВ

Непредсказуемый манёвр

Несмотря на очередные налоговые новации, отечественные ВИНК продолжают развивать нефтепереработку

34

ДЕЛА КОМПАНИЙ

Ю. БАНЬКО

Северный локомотив

Реализация проектов «НОВАТЭКа» в Мурманской области стала мощным импульсом для экономического и социального развития региона

40

МИРОВОЙ РЫНОК

Е. ХАРТУКОВ,

профессор Московского государственного института (университета) международных отношений МИД России (МГИМО)

Новый энергетический лидер

Бразилия может выйти на третье место в мире по добыче нефти, а также развивать другие виды энергетического бизнеса

44



Т. ШМЕЛЁВА,

эксперт Института Ближнего Востока

Передний край Китая

Пекин активно развивает сотрудничество в нефтегазовой сфере со странами Ближнего Востока

52

ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ

А. МАТВЕЙЧУК,

кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

Человек государственного масштаба

К 100-летию со дня рождения Героя Социалистического труда Бориса Евдокимовича Щербины

59

Нужно искать технологии

Повысить нефтеотдачу в России возможно только при условии масштабного внедрения новых технологических подходов к добыче



Перед российской нефтегазовой отраслью стоит широкий спектр задач – от укрепления минерально-сырьевой базы и повышения нефтеотдачи до совершенствования системы транспортировки сырья. Их решение возможно, если удастся учесть многолетний опыт развития отечественной нефтегазовой промышленности и одновременно использовать передовые, прорывные научно-технические достижения. Об этом в интервью «Нефти России» рассказывает Председатель Совета директоров ООО «РИТЭК» Валерий Исаакович ГРАЙФЕР.

– Валерий Исаакович, по Вашей оценке, достаточно ли сегодня запасов у российской нефтегазовой отрасли? И на что надо делать особый акцент в процессе воспроизводства минерально-сырьевой базы?

– Чтобы начать ответ на Ваш вопрос, прежде всего нужно решить: нужна ли нефть вообще. Для меня ответ однозначен. Да! И запасы есть. Они существенные. В «РИТЭКе» мы занимаемся освоением запасов углеводородов и повышением нефтеотдачи. Где те источники, на которые можно было бы опереться, чтобы сказать, что запасов у нас достаточно? Источники эти нам нужно обязательно знать. Что нас сейчас особенно смущает? Смущают и приносят нам беду теория и практика наших учёных.

Коэффициент нефтеотдачи у нас крайне низкий. Это значит, что разрабатывается, допустим, месторождение 100 млн т нефти, а извлекается только 20 млн т.

В Татарстане гордятся тем, что они достигли 100-процентного коэффициента нефтеотдачи. Нефтеотдача определяется многолетней работой – с начала разработки месторождения и до того момента, когда вся нефть уже отдана и добывается лишь 98% воды. Итак, из 100 млн т взяли только 20 т, а 80 т

осталось. Значит, если «черепок» заработает так, как следует, то мы в первую очередь займёмся нефтью на действующих месторождениях.

– Это вопрос в первую очередь технологий?

– Именно. И вопрос подхода к разработкам. Мы должны обязательно добраться до нефти на старых месторождениях. Когда шло освоение таких крупных месторождений, как Ромашкинское, Самотлор, Фёдоровка, то первые годы их разработки характеризовались повышенными дебитами, что наложило свой отпечаток. Посмотрите на Самотлор. Одна из причин падения добычи – это её снижение на Самотлоре. Действительно, там были дебиты скважин по 200 т. Самотлор в своё время загородил все остальные месторождения.

Посмотрите на Ромашкино, где достаточно занимались улучшением нефтеотдачи, в результате чего она там достигла 60 с лишним процентов. А сколько планировалось 10–15 лет назад? Не больше 20%.

Очень небрежно тогда относились к действующим месторождениям. Самотлор определял, рентабельное ли месторождение или нерентабельное. Дурную славу сыграла низкая цена на нефть. Ходила такая байка в то время: стакан нефти стоит меньше, чем стакан газировки. То есть практически бесплатно добывалась эта нефть.

Ключевым вопросом, на мой взгляд, является проблема разделения нефти и воды внутри пласта.

– Сейчас принимаются меры по повышению цены на нефть. Как Вы на это смотрите?

– Предпринимали подобные меры всё время. Пришлось выдумать такой показатель для оценки нефти, куда входило всё, в том числе и то, что мы получаем из нефти: горючее, смазочные материалы, нефтехимия – словом, всё забивали в нормативную стоимость нефти. А потом перешли на рыночную стоимость: продавали нефть по цене Лондонской биржи.

– То, что сейчас делает Минэнерго по ограничению добычи, на Ваш взгляд, мера разумная?

– Всё так. К сожалению, эти факты трактуются неверно: говорят, что нефть – это наркотик и от неё надо отказываться.

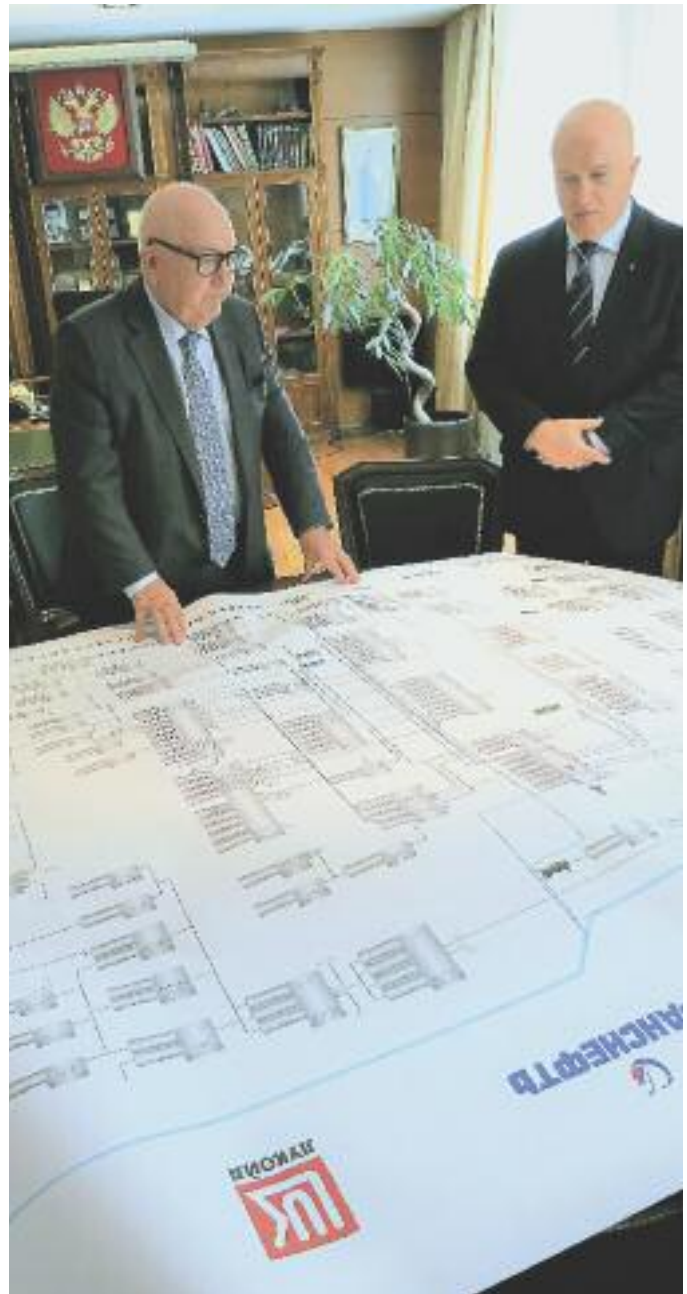
– Там же речь идёт об ограничении добычи с целью поднятия цены, а не отказа от нефти вообще.

– Это разные вещи. Но они взаимосвязаны. И в правительстве, и в науке существует мнение: нефть нас избаловала, избаловали высокие доходы от нефти, и, следовательно, у нас не будет нормального машиностроения до тех пор, пока мы снимаем пенку с нефти. То есть нефть сегодня ограничили, потому что решили в принципе ограничить её использование.

– Что, по Вашему мнению, надо предпринять, чтобы российские компании заказывали оборудование преимущественно российского производства?

– Сейчас так построено народное хозяйство, что если тебе не нравится бакинское оборудование – я имею в виду качалки, – пожалуйста, продай ту валюту, которую ты получаешь от продажи нефти, и направь её на покупку оборудования, которое тебе нравится.

Как построено дело в США? Есть у них Американский нефтяной институт, который обладает всеми прерогативами по оценке состояния машиностроения. Они могут прий-



ти с экспертизой, посмотреть какой-то станок/качалку и, если решат, что оборудование некачественное, остановить производство. Они, а не министры. Эксперты, которые работают в этом институте. Это гораздо более эффективно.

– Сейчас все говорят про важность импортозамещения, про технологическую независимость. Можно ли надеяться, что это поможет решить проблему?

– Если считать, что нефть – это наркотик, тогда, конечно, ничего подобного не нужно. Можно иронизировать, что, мол, проживём и без нефти. Говорят, вон немцы приловчились к ветряным мельницам...

На мой взгляд, использование нефти очень даже перспективно. Далеко не сегодня и не завтра произойдут изменения, вследствие которых нефть станет не нужна. Заявления о том, что нефть наркотик, что она не нужна – невежественные.

Если говорить о технологиях, то прежде всего необходимо повышать нефтеотдачу, то есть всё-таки работать над технологиями, чтобы не 20% забирать у месторождения, а все 80%. Но опять-таки нужно специальное оборудование.

До сих пор 85% нефти у нас добывается с помощью внутриконтурного заводнения, то есть мы качаем воду в пласт, закачанной водой подгоняем нефть в скважину и начинаем добычу. Там, где в основном 15–20% нефтеотдачи, мы получаем 40–50% (при внутриконтурном заводнении). Но такой нефти становится всё меньше и меньше, а вот трудной – больше. Эпоха заводнения заканчивается.

«РИТЭК» предложил заменить воду на кислород, так как кислород горит в пласте, в результате чего получаются газы, которые выдавливают нефть. При высокой температуре трудная нефть становится менее вязкой и отдаёт все легкие углеводороды. Здравый смысл подсказывает, что экономически целесообразней заменить воду воздухом. Эта технология разработана «РИТЭКом».

Задача поставлена и перед другими компаниям. И «Газпром» занимается этим. Но там больше ориентируются на американскую практику.

У нас же это является базовым направлением. И если мы освоим трудноизвлекаемые запасы, то они окажутся равны тем, которые извлекли за все предыдущие годы. Ясно, что это перспективное направление.

– На какой стадии находится эта технология? Введена ли она в промышленное использование или пока остаётся в тестовом режиме?

– Совместно с итальянцами мы построили компрессорную станцию. Температура процесса горения в пласте достигает 300–400 °C. В пласте властвует тяжёлая, трудная нефть – низкая проницаемость, узкая плёнка, не все нефти текут. Когда вы закачали воздух, то все эти негативные факторы уходят.

На ряде месторождений технологию уже опробовали, экспертную оценку получили. Сегодня практически процесс идёт. В перспективе хотим работать с Казанским компрессорным заводом.

– Кто должен быть лидером в создании новых технологий? Министерство? Компании? Наука?

– Создавать новые технологии – это задача нашей науки.

В Татарстане есть месторождение Бавлы. Там один пласт – песчаник. Это то, о чём мечтает каждый нефтяник. 25–30 лет назад мы там впервые провели эксперимент: остановили все промежуточные скважины, довольно плотно пробуренные в конце 1950-х, и увеличили расстояние между скважинами вдвое. Прошли годы, я уже работал в «РИТЭКе», а «Татнефть» ввела-таки в разработку скважины, которые были там остановлены, и обнаружила чистую нефть.

О чём это говорит? Это говорит о том, что нефтеотдача напрямую зависит от плотности сетки. А идея академика Крылова и его школы, якобы нефтеотдачу можно увеличить, пробурив одну скважину в центре месторождения, куда и будет стекаться вся нефть, неверна. Есть застойные зоны. Есть изолированные коллекторы, где скапливается нефть и откуда она уже не может найти выход к ближайшей точке отбора

– Это и есть работа над технологиями...

– Во-первых, нужна хорошая геофизика. Необходимо довольно чётко представить, какие запасы у нас есть и где именно.

Во-вторых, нужно классифицировать запасы по степени доступности. Где-то достаточно пробурить дополнительные скважины, причём не вертикальные, а горизонтальные, с большим охватом. Но следует быть готовым и к воде.

Поэтому нужна технология оставления воды в недрах.

– Как Вы оцениваете состояние транспортной системы? Достаточно ли сейчас нефтяники обеспечены трубопроводным и железнодорожным транспортом?

– Трубы есть, они работают. Насчёт качества нефти... Качество будет таким, каким мы его зададим. Было бы что улучшать. Вот это вопрос настоящего!

Наличие трубопровода и его стабильная работа в настоящий момент не отменяют высоких технологических требований к самой трубе и к промышленности, трубу выпускающей. Работа с нефтью, нефтяными остатками, разными отложениями требует не просто изменения качественных характеристик трубы, но и изменения самой трубы.

Как бороться с парафином, который выделяется в трубе? Южные промыслы – Мангышлак и иже с ним – имели трубо-термическую систему, где через каждые 100 км стояли печи, которые нагревали трубу, что делало смесь внутри неё транспортабельной. Чего только не было в этой нефти?! Промысловики Приволжья и Прикамья страдали от выделения большого количества парафина, при транспортировке которого забивались скважины и ответвления. Требования были не только к качеству самой трубы и металла, из которого она изготовлена, а к трубе как к аппарату. Для избегания выделения парафина мы предложили покрывать внутреннюю поверхность трубы стеклом, что спасало от закупорки скважин парафином.

– Стеклопленочное покрытие было устойчиво для истирания? Там же высокая абразивность. Как часто нужно было его менять, как долго оно служило?

– Вы знаете, я, например, за всю свою практику остро этих проблем при добыче нефти не ощущал, а вот в процессе бурения, когда мы работаем с песчаной смесью, всё летит: и насосы, и буровые трубы, и абразивные трубы. Когда запустили Нижнекамский нефтехимический завод, мы начали выпускать металлические трубы с внутренним полиэтиленовым покрытием, сделанным из нефтяных продуктов.

– Полиэтиленовые трубы эффективнее стеклянных?

– Конечно, полиэтилен крепче и долговечнее. Однако, когда я демонстрировал гостям наши достижения и лупил молотком по стеклянным трубам, они не рассыпались.

– Что, с Вашей точки зрения, является главным, если говорить о перспективе?

– Обязательно нужно искать технологии, которые способствовали бы добыче того, что содержится либо в самой нефти, либо в пластах. Мы стараемся сейчас работать с нашими учёными в этом направлении. Инфраструктура уже есть. Всё есть, пожалуй. Необходимо только придумать, как добыть то, мимо чего ты прошёл.

*Интервью подготовлено при участии
Анатолия ЗАМРИЯ и Сергея ЧЕРНЫХ (Межотраслевой
экспертно-аналитический центр СНГПР) ■*



III МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РОССИИ И СНГ

29 НОЯБРЯ 2018, МОСКВА, ОТЕЛЬ «САУТ КЕМПИНГ»



ОРГАНИЗАТОР: RPI

WWW.RPI-CONFERENCES.COM

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР:



ФОРМАТ КОНФЕРЕНЦИИ



ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ
ДИНАМИКА
И КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ
НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
МЕЛКООПТОВЫЙ /
БИРЖЕВОЙ РЫНОК
МОТОРНОГО ТОПЛИВА



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ
РАЗВИТИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ
ТОПЛИВНОГО БИЗНЕСА



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ПУТИ
ОПТИМИЗАЦИИ ВТОРИЧНОЙ
ЛОГИСТИКИ НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ

АУДИТОРИЯ МЕРОПРИЯТИЯ



Российские
и зарубежные ВИНКИ



Независимые
операторы АЭС



Независимые
трейдеры



Поставщики
оборудования и технологий



Российские
и зарубежные ритейлеры



Госорганы
и профильные НКО

УЧАСТНИКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОШЛЫХ ЛЕТ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



МИНИСТЕРСТВО ЭКОНОМИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



СП6MTCB

ПАРТНЕРЫ:



ROSTECH



SUBWAY



BENZA



ROSNFT



simple

УЧАСТНИКИ:



Федеральная
антидопинговая
служба



ЛУКОЙЛ



РОСНЕФТЬ



РОСНЕФТЬ
БУНКЕР



EY



EEC



ВЕКТОРНЕФТЬ



БЕЛНЕФТЕХИМ



СТРОЙГАЗМОНТАЖ



СН



СН



СН



СН



+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32

@ Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru

www.rpi-conferences.com

11-12 декабря 2019,
Минеральные Воды – Пятигорск

КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ В ПРОГРАММЕ КОНГРЕССА



ТЕХНИЧЕСКИЙ ВИЗИТ НА ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ПЛОЩАДКУ СТАВРОЛЕН (ПАО «ЛУКОЙЛ»)*

Делегаты познакомятся с результатами модернизации предприятия и узнают о планах на дальнейшее развитие и расширение производственных мощностей.

*Количество мест для участия ограничено. Запишитесь в организационный комитетом, чтобы узнать об условиях участия.



CASE-STUDIES. ЭФФЕКТИВНЫЕ СТРАТЕГИИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И МОДЕРНИЗАЦИИ:

планирования, проектирования, выбор подрядчиков и лицензиара, поставщиков оборудования и услуг, реализация в соответствии со сметой с графиком, риски на этапе проектирования и реализации.



ФОКУС ПРОГРАММЫ – ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ ЛИЦЕНЗИАРОВ ДЛЯ ПРОЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И МОДЕРНИЗАЦИИ

производства базовых полимеров, синтетических каучуков, нитей, волокон, инженерных пластмасс, полимерных смол.



ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ:

обслуживание, инспекция и продление срока службы эксплуатации, энергоэффективность, автоматизация и прочее.



ДИСКУССИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ДИРЕКТОРОВ –

задайте волнующие Вас вопросы коллегам с других предприятий России и стран СНГ.



ПРЕДСТАВЛЕНИЕ КРУПНЕЙШИХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

производства синтетических полимеров и полимерных материалов со сроком реализации 2020-2030 гг. из России и стран СНГ.



СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ЗАСЕДАНИЕ ЛИДЕРОВ ОТРАСЛИ.

Государственные органы, предприятия полимерной отрасли, инициаторы инвестиционных проектов обсудят перспективы и задачи развития отрасли полимеров.



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕЗЕНТАЦИИ

от лидеров индустрии и роялти-шоу инновационных технологий и оборудования.



30+ ЧАСОВ ДЕЛОВОГО И НЕФОРМАЛЬНОГО ОБЩЕНИЯ!

Встречи один-на-один, деловые обеды, кофе-брейки, коктейльный прием и многое другое.

Стратегический партнер:



Организатор:



Бронзовые спонсоры:



Среди участников:



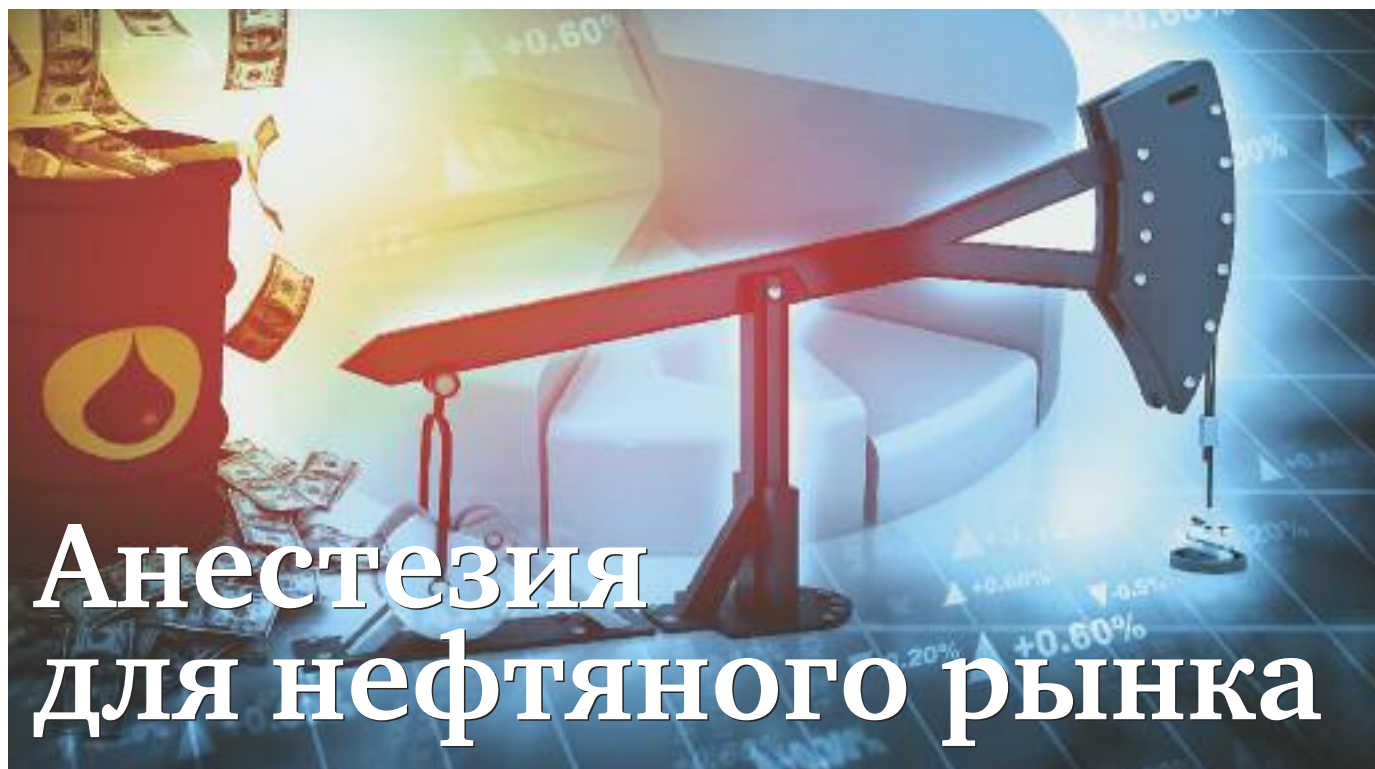
По вопросам участия,
 пожалуйста, обращайтесь:

МИЛАНА СТАВНАЯ

Программный продюсер

+7 495 109 9 509 (Москва)

MStavnaya@vostockcapital.com



Анестезия для нефтяного рынка

Какие основные угрозы и вызовы стоят перед производителями углеводородного сырья на пороге 2020 года?

Мария КУТУЗОВА

Нынешней осенью геополитические риски существенно выросли – из-за недавних атак на добывающую и перерабатывающую инфраструктуру в Саудовской Аравии, а затем на иранский танкер в нескольких километрах от аравийского портового города Джедда в Красном море. Однако это не смогло привести к существенному росту цен на нефть.

По словам главы Shell Бена ван Бёрдена, торговые войны между США и Китаем, ставшие причиной замедления роста мировой экономики, а также избыток нефти на рынке, обеспеченный разработкой сланцевых углеводородов в Соединённых Штатах, влияют на нефтяные цены как анестезия. Рынком во всё большей степени управляют не фундаментальные факторы спроса и предложения, а изменения настроений у игроков. Сейчас большинство из них скептически настроены относительно перспектив повышения нефтяных котировок.

Последствия атак

Трейдеры, добывающие компании и аналитические агентства расходятся в прогнозе средней стоимости барреля по итогам этого года. Большинство выделяют экономическое противостояние США и КНР в качестве главного фактора, повлиявшего на рынок в 2019 г. Ведущие нефтяные трейдеры – Vitol, Trafigura и Gunvor, – на которые приходится сегодня 15% мировой торговли нефтью, прогнозируют уровень порядка 50 долларов за баррель по итогам года. По мнению руководства Vitol, напряжённость в отношениях между Вашингтоном и Пекином будет препятствовать росту цен – без благополучного разрешения противостояния двух стран нефтяные котировки существенно не повысятся. Траfigura в условиях продолжения торговой войны прогнозирует падение цен к октябрю 2020 г. Прогноз трейдеров на следующий год – цены ниже 60 долларов за баррель.

Лидеры этого сегмента рынка в последнее время не раз обращались к участникам соглашения «ОПЕК+», говоря о необходимости дополнительно сократить производство нефти. Однако картель уже снизил добычу до десятилетнего минимума. По информации Международного энерге-

тического агентства (МЭА), результатом атак на нефтедобывающую инфраструктуру в Саудовской Аравии в сентябре этого года стало уменьшение производства в рамках ОПЕК до 28,93 млн барр./сут. Падение за месяц составило 890 тыс. барр./сут по сравнению со средним показателем августа 2019 г. В результате, согласно оценкам МЭА, уровень производства нефти, зафиксированный соглашением «ОПЕК+», был значительно перевыполнен. Мировая добыча, по информации агентства, в первый осенний месяц упала до 99,3 млн барр./сут, что на 2 млн барр./сут ниже показателя, зафиксированного годом ранее.

Сентябрьские атаки на нефтяную инфраструктуру Саудовской Аравии вывели из строя более половины добычных мощностей в стране – порядка 5,7 млн барр./сут. Однако Saudi Aramco удалось быстро взять ситуацию под контроль. По итогам октября МЭА прогнозирует возвращение производственных объёмов в стране на уровень, имевшийся до совершения атак.

Согласно оценкам агентства, в сентябре на долю Саудовской Аравии пришёлся почти 1 млн барр./сут от общего сокращения добычи в рамках «ОПЕК+». Значительно снизилось производство и в Вене-



суэле. Среди добывающих стран, не участвующих в соглашении, уменьшили добычу Канада и Норвегия. Рекордно нарастили производство нефти США и Бразилия.

В самой ОПЕК оценивают ситуацию ещё более пессимистично. Согласно сведениям организации, добыча входящих в неё стран рухнула за сентябрь на 1,3 млн барр./сут. По данным самой Саудовской Аравии, производство в стране сократилось на 660 тыс. барр./сут, до 9,805 млн барр./сут. Производственная мощность атакованного комплекса Хурайс составляет 1,45 млн барр./сут. Но всего за десять дней компании удалось вернуть его производительность на уровень, который был до атаки – 1,2 млн барр./сут. Saudi Aramco утверждает, что может выйти на полную мощность, если появится такая необходимость.

На втором подвергнувшись атаке комплексе Абкайк уже через двое суток после полного прекращения работы мощности были восстановлены до уровня 2 млн барр./сут (при полной мощности 4,5–5 млн барр./сут). К 25 сентября Saudi Aramco полностью вышла на уровень добычи, который был до атак. «5,7 млн баррелей сырой нефти в сутки – это тот объём, который мы потеряли из-за атаки. Но то, как этот кризис разворачивался и как его контролировали в Саудовской Аравии, вызывает восхищение. Менее чем за две недели в Королевстве смогли взять ситуацию под контроль и успокоить рынок», – отметил глава ОПЕК М. Баркиндо, выступая в Москве в ходе Российской энергетической недели.

Однако нефтяные котировки остаются примерно на 20 долларов ниже уровня, необходимого Саудовской Аравии для сведения государственного бюджета. На этом фоне, после нескольких лет планируемо-

го и не раз откладываемого первичного размещения акций, Saudi Aramco решила опубликовать проспект IPO. Компания может продать 1–2-процентную долю своих акций на саудовской бирже Tadawul уже в конце ноября – начале декабря текущего года. Ранее власти Королевства оценили стоимость крупнейшей в мире нефтедобывающей корпорации в 2 трлн долларов, тогда как аналитики называли цифру близкую к 1,5 трлн долларов. К настоящему времени стоимость самой дорогой публичной компании в мире – Microsoft – составляет порядка 1 трлн долларов.

Согласно оценкам ОПЕК, производство нефти в сентябре снизилось также в Ираке – на 60 тыс. барр./сут, до 4,7 млн барр./сут, – тогда как страна должна была сократить добычу в рамках «ОПЕК+» до 4,5 млн барр./сут.

Нигерия уменьшила добычу на 16 тыс. барр./сут, до 1,86 млн барр./сут (обязательства в рамках «ОПЕК+» – 1,69 млн барр./сут). Венесуэла сократила производство ещё на 184 тыс. барр./сут, Иран – на 34 тыс. барр./сут. А Ливия увеличила добычу на 104 тыс. барр./сут.

Россия выполнила условия сделки «ОПЕК+» лишь на 72% (в августе этот показатель составлял всего 53%). Однако добыча нефти в стране всё равно падает. В частности, объёмы производства уменьшили «Роснефть» и «Газпром нефть». В сентябре 2019 г. в стране добывали 11,58 млн барр./сут.

Москва и Эр-Рияд: диалог ПРОДОЛЖАЕТСЯ

Соглашение «ОПЕК+» о сокращении добычи нефти действует с начала 2017 г. Его сроки неоднократно продлевались, а условия менялись. До конца марта 2020 г. со-

кращение добычи согласовано в объёме 1,2 млн барр./сут от уровня октября 2018 г., из которых 228 тыс. приходится на Россию. Одной из целей соглашения является приведение коммерческих запасов нефти и нефтепродуктов в мире к среднему пятилетнему уровню.

Согласно оценкам российского Министерства энергетики, дополнительные доходы бюджета страны за счёт участия в сделке «ОПЕК+» составят в текущем году около 2 трлн рублей. По информации Российского фонда прямых инвестиций (РФПИ), действие данного соглашения уже позволило дополнительно пополнить российский бюджет более чем на 100 млрд долларов. Минэнерго обещает в октябре 2019 г. выполнить условия сделки и сократить добычу на 228 тыс. барр./сут к уровню октября 2018 г.

«Мы высоко ценим сложившийся диалог между Россией и Саудовской Аравией и уверены, что нужно продолжать наше партнёрство как по линии международного взаимодействия, в том числе в рамках стабилизации мирового нефтяного рынка, так и по направлению взаимного развития энергетических отраслей двух стран», – отмечает министр энергетики РФ Александр Новак.



Министр энергетики РФ Александр Новак

Глава Минэнерго считает, что в настоящее время мировой нефтяной рынок сбалансирован, однако в министерстве отмечают возможные риски разбалансировки в зимний период. «Мы видим, что в этом году под воздействием различных факторов спрос на нефть будет ниже. Прирост к прошлому году составит 1–1,1 млн барр./сут. В прошлом году прирост был 1,5 млн барр./сут. Сильное влияние на снижение спроса оказывает состояние мировой экономики, которая замедляется. Её рост, по оценкам экспертов, составит 3%, а может и менее, в то время как в прошлом году

прирост мировой экономики составлял 3,6%», – отметил министр, выступая на пленарном заседании Российской энергетической недели.

По словам Александра Новака, ключевой фактор – замедление роста экономики США, ЕС и КНР, обусловленное торговыми войнами и взаимным введением пошлин на импорт товаров. В среднесрочной перспективе, по мнению министра, цены на нефть будут держаться в районе 50 долларов за баррель. Если же они будут выше, в стране откроются возможности для создания резервных фондов. При этом налоговая база и фискальная нагрузка для компаний должны быть стабильными, поскольку нефтяной рынок требует от компаний высокого уровня инвестиций.

Выступая в ходе Российской энергетической недели, глава компании «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов поддержал курс руководства Минэнерго на укрепление сотрудничества с ОПЕК. По мнению топ-менеджера, соглашение «ОПЕК+» может работать в течение долгих лет как на увеличение, так и на сокращение производственных объёмов, гибко реагируя на изменения конъюнктуры на нефтяном рынке.

Президент «ЛУКОЙЛа» поддержал усилия Минэнерго и признал важную роль руководства министерства в регулировании ситуации в условиях падения цен на нефть со 140 до менее 30 долларов за баррель несколько лет назад. По мнению Вагита Алекперова, сделка «ОПЕК+» изменила психологию российских нефтяников, традиционно нацеленных лишь на рост добычи. «Я впервые за 50 лет работы в нефтяной промышленности дал команду остановить скважины. Для меня это было, конечно, как переступить через себя. Вся жизнь все наши коллективы были настроены на увеличение объёмов производства и сокращение издержек. Чем больше добывали, тем больше денег зарабатывали. Эта психология была всё время – и в Советском Союзе, и в современной России», – рассказал Алекперов. Но нефтяники поняли цель действий, предпринятых в рамках соглашения «ОПЕК+».

Одновременно «ЛУКОЙЛ» продолжает инвестировать в развитие производства углеводородного сырья в стране, поддерживает высокие объёмы бурения, а при возникновении необходимости готов нарастить объёмы добычи в России.

Минэнерго оценивает текущий уровень добычи нефти в стране в 557 млн т в год. Свободные мощности достигают как ми-



нимум 500 тыс. барр./сут, они могут быть запущены при необходимости в течение трёх месяцев.

В ожидании «чёрных лебедей»

В свою очередь, эксперты S&P Global Platts Analytics видят усиление геополитических рисков и ожидают обострения ситуации в октябре – декабре текущего года. В результате, по их мнению, сорт Brent завершит этот год на уровне 65–70 долларов за баррель. Вводимые санкции со стороны Соединённых Штатов влекут за собой самые неожиданные последствия.

Вместе с тем, с 1 января 2020 г. вступают в действие требования Международной морской организации (MARPOL) к содержанию серы в топливе для судов на уровне не более 0,5%. По информации Международного судового регистра Палау, лишь 44% из опрошенных участников рынка могут соблюдать данные требования с начала следующего года. Таким образом, к переходу на жёсткие стандарты пока не готова большая часть игроков: судовладельцев, операторов и судовых менеджеров.

В частности, как сообщила недавно компания Gunvor, её нефтеперерабатывающий завод в Роттердаме перейдёт на производство низкосернистого топлива лишь к середине следующего года. По мере приближения 2020 г. на рынке наблюдается повышенная активность. Поставщики топлива накапливают запасы мазута с очень низким содержанием серы в ключевых портах, в то время как НПЗ начинают переходить на использование сортов нефти, позволяющих выпускать большие объёмы низкосернистого судового топлива.

Ещё один фактор, влияющий на рынки, обусловлен тем, что 25 сентября Соеди-

нённые Штаты ввели санкции на подразделения китайской компании COSCO, уличив их в транспортных операциях с иранской нефтью. В результате возник дефицит супертанкеров, что взвинтило ставки на их фрахт. Кроме того, пострадали перевозки нефти из Западной Африки. Как следствие, был ограничен доступ на НПЗ именно тех сортов нефти, которые наиболее востребованы при производстве низкосернистого судового топлива. Именно Западная Африка обеспечивала большую долю поставок нефти, идеально подходящей для получения низкосернистого мазута (не более 1% от всей мировой торговли «чёрным золотом»).

В итоге марки Angolan Cabinda, Nigerian Forcados и Congolese Djeno торговались в октябре с огромной премией. Поставки в Восточную Азию из Анголы, Чада и Камеруна упали до самого низкого месячного уровня за последние годы. Тогда как выигрывали австралийские компании, поставки нефти из Австралии в Восточную Азию осуществляются со значительной премией к сорту Brent.

По словам Оле Хансена, возглавляющего отдел стратегий Saxo Bank на товарно-сырьевом рынке, самым существенным фактором для роста цен на углеводородное сырьё является возможность заключения масштабного торгового соглашения между Соединённым Штатами и Китаем. «Нефть по-прежнему зажата в широком диапазоне, причём маятник качается между риском снижения спроса в связи с замедлением мировой экономики и риском для предложения из-за санкций и конфликтов. Международное энергетическое агентство прогнозирует риск перенасыщения рынка в начале 2020 г. При этом и ОПЕК, и другим

производителям, чтобы избежать дальнейшего снижения цены, возможно, придётся сокращать добычу. Произшедшая в середине сентября атака беспилотников на крупнейший в мире завод по переработке нефти в Саудовской Аравии показала, насколько уязвимой может быть мировая цепочка поставок. Обусловленный предложением всплеск цен в период замедления спроса редко кончается хорошо. Хотя мы прогнозируем к концу года цену на сорт Brent на уровне 60 долларов за баррель, рынок в ближайшие недели может подрасти в связи с геополитическими рисками...» – считает Хансен.

Под давлением климатологов

В ближайшие 12 лет 50 крупнейших нефтяных компаний мира планируют увеличить добычу на 7 млн барр./сут. Согласно оценкам Rystad Energy, среди международных лидеров прироста выделяются Shell и ExxonMobil, каждая из компаний планирует до конца следующего десятилетия нарастить производство более чем на 35%. Причём темпы роста добычи в ближайшие годы превзойдут показатели предыдущих 12 лет. Среди национальных добычных компаний выделяется Qatar Petroleum, которая намерена увеличить добычу углеводородов к 2030 г. на 58%. Данный прогноз основан на уже существующих у компании активах и планах при условии сохранения цен на нефть на уровне 65 долларов за баррель в долгосрочной перспективе.

Соединённые Штаты лидируют среди стран-производителей по объёмам увеличения добычи углеводородного сырья. В середине октября 2019 г. в стране установлен новый производственный рекорд – 12,6 млн барр./сут. Главный регион прироста нефтедобычи в США – бассейн Permian в штате Техас. Компании BP, Chevron, ConocoPhillips, а также игроки помельче будут способствовать дальнейшему росту производства в этом регионе. К 2030 г. только в одном американском штате будет извлекаться больше углеводородного сырья, чем во всей Саудовской Аравии. Кроме того, масштабное бурение в рамках новых проектов уже идёт или планируется на северо-западе Аргентины, на шельфах Гайаны и Казахстана, а также в норвежском секторе Баренцева моря и на Ямале в России.

По информации Rystad Energy, к 2030 г. Shell увеличит добычу углеводородов на 38%, нарастив производство нефти более чем наполовину, а газа – более чем на четверть. У англо-голландской корпо-

рации имеется огромный потенциал роста производства за счёт разработки сланцевых и глубоководных месторождений, а также традиционных запасов углеводородов. Однако Shell, как отмечают в Rystad, уже отказалась от проектов с наибольшей эмиссией парниковых газов, в частности от освоения канадских месторождений битуминозных песков. К 2025 г. компания обгонит по объёмам производства углеводородов крупнейшую международную нефтяную корпорацию ExxonMobil, в планах у которой 35-процентный рост в секторе upstream.

У BP и Total планы скромнее: увеличение добычи может составить 20% и 12% соответственно. Обе европейские компании не раз заявляли, что уже являются энергетическими холдингами со значительными объёмами производства электроэнергии на основе ВИЭ. Они также сосредоточены на развитии газового бизнеса, поскольку считают использование природного газа наименее опасным для окружающей среды по сравнению с другими углеводородами. Недавно Total заявила о своём ориентире на повышение эффективности производственных мощностей, но компания отказывается нести ответственность за то, как её продукты используют потребители.

Ранее Shell не раз выделяли за её усилия в области охраны окружающей среды и активную поддержку Парижского соглашения по климату, но сейчас главная европейская нефтегазодобывающая корпорация попала под жёсткую критику климатических активистов. Сегодня даже перед наиболее передовыми компаниями встаёт непростой выбор приоритетов – инвестировать в производство, обеспечивая растущий спрос на углеводороды, или соответствовать целям устойчивого развития в области климата, которые общество ставит сейчас перед собой?

Глава Shell Бен ван Бёрден назвал климатические изменения самой большой проблемой, стоящей перед нефтяной промышленностью. Компания планирует новые проекты в области возобновляемых источников энергии, обещая удвоить инвестиции в данный сегмент. Однако сегодня Shell вкладывает только 1–2 млрд долларов в проекты с низкими выбросами углекислого газа из общих капзатрат, оцениваемых в 25–30 млрд долларов в год.

В совокупности крупные компании планируют вложить в новые проекты 4,9 трлн долларов, что, согласно оценкам Global Witness, несовместимо с климатическими

целями, стоящими перед мировым сообществом. По словам Дитера Хелма из Оксфордского университета, нефтяные гиганты намерены осуществить «окончательный сбор» углеводородов: они будут выкачивать их, что есть силы, пока у них существует такая возможность, принося прибыль акционерам.

Согласно подсчётам климатологов, в период с 2018-го по 2030 г. на ведущие добывающие корпорации мира придётся порядка 225 млрд т выбросов углекислого газа. По крайней мере 14 из 20 нефтегазовых компаний с крупнейшими объёмами эмиссии парниковых газов в мире планируют увеличить производство углеводородного сырья. Старший аналитик компании Oil Change International Лорн Стокман отмечает: «Вместо планов упорядоченного снижения добычи они собираются её удвоить, компании ведут себя так, как будто климатического кризиса нет. Это даёт нам простой выбор: закрыть их или столкнуться с экстремальными климатическими явлениями».

По мнению Ричарда Хиды, исследователя из Института климатической ответственности (Climate Accountability Institute), компании подвергнут риску свою деятельность и всю человеческую цивилизацию, если не перейдут на возобновляемые источники энергии и не сведут к нулю свои планы по созданию новых производств углеводородов к середине столетия. «Ни одна социально ответственная компания не должна направлять капитальные вложения в новые проекты разработки углеводородного сырья, не компенсируя или не улавливая эквивалентные выбросы углекислого газа», – считает Хид.

Согласно оценкам Rystad Energy, самые большие объёмы эмиссии углекислого газа связаны с деятельностью Saudi Aramco. В период 2018–2030 гг. они должны составить порядка 27 млрд т. На втором месте – российский «Газпром», далее следуют Иранская национальная нефтяная компания, ExxonMobil, «Роснефть», Shell, PetroChina и BP.

По словам главы американской корпорации ExxonMobil Даррена Вудса, выступившего в ходе Российской энергетической недели, многие до сих пор не осознают того факта, что нефть и газ – это отнюдь не бесконечные источники и что запасы углеводородов истощаются. Однако, несмотря на то что рост потребления не бесконечен, он рано или поздно начнёт падать – компании должны наращивать инвестиции в нефть и газ, так как извлекать эти истощающиеся запасы будет всё сложнее. ■

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



Февраль

ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских компаниях

ТЕК-R.RU — Награждение лучших поставщиков оборудования и услуг в электроэнергетике

ТЕК-MAP.RU — Настенная карта по электроэнергетике



Март

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

ТЕК-R.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-ALL.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса

ТЕК-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта



Май

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

ТЕК-R.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-ALL.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний

ТЕК-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта



Сентябрь

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

ТЕК-R.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-ALL.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ

ТЕК-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта



Октябрь

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

ТЕК-R.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-ALL.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний

ТЕК-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта



Декабрь

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

ТЕК-R.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-ALL.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа

ТЕК-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта



Яблоко раздора – украинский ТЭК

Политические интриги с участием официального Киева грозят импичментом президенту Дональду Трампу

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

До недавних пор маршруты поставок углеводородов через Украину, особенно судьбы газового транзита по её земле, были темой хотя и важной, но территориально ограниченной пределами Старого Света. Такие вопросы справедливо считались проблемами Киева и европейских столиц. Другое дело – сегодня, в русле нарастающих за океаном призывов к импичменту президента США Дональда Трампа, да ещё на гребне скандала, названного – по американской лексической традиции – «Украинагейтом».



Символизируя традиционную экономику

Вслед за отставкой спецпредставителя США по Украине Курта Волкера в Вашингтоне ожидается (видимо, уже в ноябре) уход ещё одного видного деятеля республиканской администрации. По данным ряда источников, до конца года должен подать в отставку министр энергетики и экс-губернатор Техаса Рик Перри. То, что в разгар американской междоусобицы, вызванной (при всех отрицаниях) попыткой Трампа заставить Владимира Зеленского возобновить на Украине следствие по коррупционному делу семьи Байден, должна теперь «слететь голова» ещё и Перри, – плохой симптом.

Во всяком случае, он плох (хотя, по своему, неизбежен) для президента,

стоящего перед угрозой импичмента. Жертвовать можно кем угодно, но не высокопоставленным и популярным уроженцем нефтегазового юго-запада США – базы лояльного республиканцам электората. С одной стороны, всем ясно, что непотопляемый Рик всё равно не пропадёт, перейдя, как уже предвидят CNN, Politico, NBC и многие другие СМИ, на высокий пост куда-нибудь в частный сектор. Дело вовсе не в дальнейшей биографии Перри. Дело в том, что в авраль-ной кризисной программе политическо-го выживания нынешнего хозяина Белого дома уже не остаётся простых пешек для сдачи. Приходится жертвовать ключевыми фигурами.

Так или иначе, Перри символизирует ренессанс традиционной, в чём-то архаичной энергетики – возрождение ставки на ископаемые виды топлива. К концу 2016 г. жители крупнейшего (не считая Аляски) штата осознали: пора дать «последний и решительный бой» недругам большой нефти, газа, угля, трубопроводов, энергомашиностроения... Теряя многое от природоохранных реформ, начатых демократами во главе с Бараком Обамой, в пёстром альянсе сплотились и рядовые буровики, и топ-менеджеры, и акционеры корпораций. Все они устали от запретов и лимитов на геологоразведку, добычу и создание трубопроводов. Устали от налоговой и психологической дискриминации со стороны творцов так называемой новой экономики. Вслед за Техасом, всегда голосующим за республиканцев, к ним потянулись избиратели «сланцевых штатов» – Северной Дакоты, Нью-Мексико и Колорадо.

В политической атмосфере нарастало предгрозовое ощущение вследствие обострения миграционного фактора в лице прибывающих с юга, из стран Латинской Америки. Скоро «латинос», наряду с афроамериканцами, станут не меньшинством, а большинством. Но таким, которое не может встать в ряды «белокорых и зажиточной рабочей аристократии» у нефтяных скважин, в шахтёрских забоях, на трубопроводах, возле крекинг-установок на НПЗ и в турбинных залах ТЭС. Пройдёт немного лет, и перевес на выборах будут иметь испаноязычные новосёлы. Поэтому ещё до середины XXI века во что бы то ни стало их необходимо победить законным способом – у избирательных урн. И ведь победили! Причём решающую роль сыграли в этом такие региональные лидеры, как Рик Перри.

ВНЕШНИЕ АМБИЦИИ В ДОПОЛНЕНИЕ К ВНУТРЕННИМ

В канун всеобщих выборов ноября 2016-го Перри прославился своим смелым, внешне даже антибюрократичным предложением – распустить федеральное Министерство энергетики. Мол, в эпоху высокоорганизованного постиндустриального капитализма корпорации сами могут справиться с общенациональным планированием и регулированием ТЭК. Но вскоре, уже после своего избрания, Трамп вознаградил своего «энергетического оруженосца» за преданность... назначением на пост министра энергетики. Ну а тот поучаствовал в разработке самой экспансивной в истории Америки «Новой энергетической стратегии», объявленной Белым домом в январе 2017 г.



Ядром стратегии стало выражение благодарности миллионам избирателей (в основном, людям физического труда и членам их семей) за поддержку республиканцев. С нефтегазового бизнеса снимались административно-экологические путы. Бурение на нефть и газ было разрешено и на суше, и во всех окружающих страну акваториях – в Атлантике, Тихом и Северном Ледовитом океанах, да и на 300 тыс. квадратных миль Мексиканского залива. Ожидали, вопреки якобы своей экологической опасности и частым разливам нефти, оставленные при Обаме стройки нефтепроводов Keystone XL, Dakota Access и т. д.

При этом игнорировались и даже подавлялись протесты не только экологов, но и органов самоуправления, СМИ, а главное – индейских общин. Например, трубопроводными артериями были пересечены сакральные места захоронений народа сиу. С целью обеспечить доступ «голубого топлива» к экспортным морским

терминалам возобновилось расширение газотранспортной сети Техаса. Освободились от ряда ограничений, связанных с «парниковым эффектом», даже «грязные» теплоэлектростанции. Словом, раскрепощённая «сланцевая революция» в США как бы получала второе дыхание. Этому способствовало и удешевление технологий по добыче данного вида сырья.

Что же касается внешнеполитических аспектов энергетической стратегии Трампа и Перри, то изначально предполагалось, что США больше не станут (даже частично) зависеть от ОПЕК, хотя с некоторыми её членами сохранятся активные торгово-экономические связи. Но поначалу не говорилось о каких-то новых секторальных санкциях против ТЭК России. Придерживаясь, видимо,

данных в ходе выборной кампании обещаний – отмежеваться от политического наследия Обамы в целом, – Трамп не хотел сразу подхватывать весь груз антикремлёвских рестрикций. Наоборот, звучало немало красивых слов о мнимом стремлении возобновить диалог с Владимиром Путиным. Складывалось впечатление, что Москва, регулярно приглашая Перри на отраслевые мероприятия, даже рассчитывала как-то ослабить пресс отраслевых санкций Запада.

Однако надежды на лучшее жили недолго. В июле 2017 г. Трамп выступил в Вашингтоне с экспансивной, подготовленной сообща с Перри речью. В её основе оказался призыв к «энергетическому доминированию США» во всём мире. И скоро в международном сообществе осознали, что одним из инструментов этого доминирования должно стать вовлечение Киева в орбиту энергетической политики США.

КОГДА ПАРАЛЛЕЛЬНЫЕ ПЕРЕСЕКАЮТСЯ

К концу 2017 г. судьба бросает главу Минэнерго США на «европейскую амбразуру». На кону – поставки СПГ из Мексиканского залива в Старый Свет. Именно Перри ввёл в международный оборот и отраслевой жаргон выражение «недемократический газ», навесив сей ярлык (высмеянный Сергеем Лавровым) на российское «голубое топливо», поставляемое в Европу. В то время казалось, что в деле выдавливания российского газа из зоны ЕС американцы обойдутся без Киева. Соединённые Штаты, как показал саммит G20 в Гамбурге, рассчитывали переубедить Германию, Австрию и другие страны и заставить их отказаться от взаимовыгодного сотрудничества с «Газпромом». А о том, что к трубопроводным поставкам с Востока вскоре прибавится и достаточно дешёвый сжиженный природный газ с Ямала, за океаном в ту пору даже не помышляли.

Нельзя, впрочем, сказать, что тогда, в эпоху Петра Порошенко, команда Трампа бездействовала на украинском «топливно-энергетическом фронте». Санкционная политика, начатая ещё при Обаме и вызванная последствиями Крымского референдума 2014 г., продолжилось и при Трампе. Упрекая Москву в мнимом невыполнении Минских договорённостей по Донбассу, американцы подталкивали Киев к срыву главного раздела тех же самых соглашений. А ведь там подчёркивалось, что торгово-экономические связи между двумя частями расколотого юго-востока Украины ни в коем случае нельзя обрывать. Наоборот, в интересах будущего всеобъемлющего урегулирования их следует всячески восстанавливать (например, наладить беспрепятственный вывоз знаменитого донецкого угля на запад), несмотря на ошетилившуюся окопами линию взаимного противостояния.

Американский же «обком» приказал, увь, сделать всё наоборот. И не только для того чтобы обрадовать оживших после ухода Обамы пенсильванских угольных баронов и начать поставки американского угля на Украину, но и чтобы загнать шахты ДНР и ЛНР в сытовой тупик, тем самым разуберить граждан самопровозглашённых республик в возможности как-то «выкрутиться» из порочного круга связанной Киевом блокады...

Время от времени к украинским портовым терминалам стали подходить и нефтяные танкеры. И отдельно от энергетических интриг в отношении Незалежной продолжается выкручивание рук «старуш-



Министр энергетики и экс-губернатор Техаса Рик Перри

ке Европе» в стремлении заставить её отказаться от «Северного потока – 2».

Высокопоставленным политиком и опытным функционером «высшей республиканской лиги», со временем сплывшим обе эти тенденции воедино, стал всё тот же герой нашего сюжета – Рик Перри.

ВО ВСЁМ ВИНОВАТ «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК – 2»?

Экс-губернатор Техаса, столкнувшись с оппором со стороны канцлера Германии Ангелы Меркель, а также с возражениями канцлера Австрии Себастьяна Курца (не говоря уж о нефтегазовых корпорациях, участвующих в проекте Nord Stream – 2), осознал нечто важное. Он понял: противоборствовать «Северному потоку – 2» без Киева невозможно. Напротив, подстегнуть европейцев, уставших от постмайданных реалий, к помощи Украине, охваченной коррупцией снизу доверху, не получится без того, чтобы не торпедировать «стройку века».

Появилась теория о том, что будто бы балтийской трассой, словно кремлёвской удавкой, душат Киев, что может привести к коллапсу всей украинской экономики. Началась рекомендованная Вашингтоном серия арбитражных трибуналов и судов с «Газпромом». Посыпались миллиардные иски. Обидевшись на Финляндию и Швецию за согласование прокладки «Северного потока – 2» в своих экономических зонах, Белый дом сделал ставку на Данию. Копенгаген стал отвергать один за другим варианты прохождения маршрута трубопровода, будь то с одной или с другой стороны острова Борнхольм.

Но вот беда: закулисное дирижирование этим процессом из США осуществлялось как-то неуклюже. Перри старался изящно применять новые приёмы против «Газпрома», а Трамп своими излишне прямолинейными действиями портил всё на корню. Венцом его агрессивного натиска на Данию стало, конечно, обнародованное им желание забрать (пусть и за деньги) у датчан огромную и баснословно богатую минеральными ресурсами Гренландию.

В общем, контрасты в дипломатических подходах к Дании стали, без преувеличений, дичайшими, как и в отношениях с Китаем. Сегодня ему объявляют торговую войну не на жизнь, а на смерть, а завтра просят Пекин: помогите раздобыть какой-нибудь компромат на представителей демократической элиты США, сколачивавших в КНР никому не нужные инвестфонды.

Что же касается «днепровского ракурса», то, вопреки ожиданиям Трампа и Перри, Москва, несмотря на искусственное торможение «Северного потока – 2», не спешила пойти на попятную в газовых взаимоотношениях с Украиной. Она не торопилась предложить украинцам заключение нового, выгодного Киеву соглашения вместо действующего ныне документа, срок которого истекает 31 декабря 2019 г.

ТРИ НЕРАЗЛУЧНЫХ ДРУГА

Наблюдательный Перри одним из первых понял: недостаточно создать под эгидой США политический фронт против «Северного потока – 2» в составе стран Балтии, Польши и Украины. Надо ещё и произве-

сти впечатление, будто, наперекор коммерческому альянсу Москвы и Берлина, у Киева уже имеется реальная газовая альтернатива, которая не только спасёт Украину, но и обесценит экспортную стратегию «Газпрома». К осени 2019 г. эта инициатива Вашингтона была оформлена в более-менее конкретный план. Несмотря на неявку Трампа на мероприятия в Варшаве в ознаменование 80-летия начала Второй мировой войны, там всё же побывали Перри и вице-президент США Майк Пенс. Они-то и сыграли партии «первой и второй скрипок».

Подписав контракты с поляками и украинцами, Перри провозгласил создание трансокеанского «газового треугольника». Как бы скользя по его граням, потоки СПГ, загружаемого в Техасе и Луизиане на борт газовозов, будут пересекать Атлантику и Балтику. Затем, по прибытии в польское Свиноуйсьце, СПГ будет регазифицироваться и перепродаваться (частично) Украине. Но украинское направление – одно дело. А как обеспечить поставки этого американского газа в Центральную Европу – Словакию, Чехию, южные земли ФРГ? По иску Варшавы, поддержанному внешними силами, был пересмотрен судебный

партнёров в том, что изложенная схема будет поддерживаться и контролироваться из ключевых точек – Вашингтона, Брюсселя и, наконец, Киева? Каким станет на деле этот механизм, насколько надёжными окажутся его опоры? Чтобы убедить Центральную и Восточную Европу в серьёзности предложенной конструкции, Белый дом пошёл на редкую для себя искренности. Летом 2019 г. было признано существование некоего подобию масонской ложи, собравшейся исподволь перестроить и переориентировать на Америку ТЭК Украины. Заокеанские СМИ обнародовали состав ключевой (по своим прерогативам и рычагам реального воздействия на Киев) группы. Теснейший альянс самых влиятельных аппаратчиков, совещающихся с этими целями при закрытых дверях по обе стороны Атлантики, назывался очень просто – Three amigos (три друга). Как призналась в октябре на Вашингтонских слушаниях бывшая главная консультантка президента Трампа по России г-жа Фиона Хилл, замаскированная тройка сообщников повела как бы отдельную внешнюю политику, отличающуюся от официального курса США и обслуживающую узкие интересы республикан-

том Украины Владимира Зеленского перестроился под новые веяния.

Вторым действующим лицом стал Рик Перри. А третьим – американский посол при брюссельской штаб-квартире ЕС Гордон Сондленд. Кстати, он-то и раскрыл в интервью украинскому телеканалу существование данной группы как единственно эффективного, хотя и закулисного инструмента по усилению прессинга на Украину и её ТЭК. И так, словно в старых директивах ЦК КПСС, «цели были поставлены, задачи определены!» Но в самый разгар начатого «мозгового штурма» и политического прессинга на Зеленского случилась беда. Произошло, как назло, нечто такое, что опрокинуло работоспособность всей этой схемы.

Роковой звонок

25 июля нынешнего года Трамп позвонил Зеленскому, чтобы поздравить его с избранием и заодно обсудить назревшие (или даже перезревшие) вопросы двусторонних отношений. Сейчас президент США утверждает, что он не хотел в тот день выходить на контакт с Киевом. Так кто же его заставил? Может, «бес попутал»? Бесом или скорее козлом отпущения сделали Рика Перри. Мол, это он чуть ли не подбил хозяина Белого дома на тот разговор. Видите ли, министру надо было поднять уровень обсуждения ситуации в госкомпании «Нафтогаз Украины». Нездоровой, на взгляд Перри, ситуации.

С одной стороны, в целом «Нафтогаз» проводит верную, с точки зрения США, линию на максимально возможное саботирование конструктивных инициатив «Газпрома». С другой – твердолобое упорство может и навредить. Причём настолько, что предстоящей зимой, особенно если она выдаться затяжной и морозной, по плохо и дорого отапливаемым городам Украины прокатятся протесты и бунты, вплоть до разрушительных акций гражданского неповиновения. Мёрзнувшая Центральная Европа добавит масла в огонь, жалуясь на неспособность Киева договориться с Москвой. И вот тогда постмайданный режим на Днепре, в который американцами так много всего инвестировано, зашатается не на шутку. Так что же делать?

У «Газпрома» доводы железные. Коль скоро Украина всегда и во всём ссылается на Европу, особенно на Третий энергетический пакет ЕС и недавнюю «Газовую инициативу» Брюсселя с её антимонопольными строгостями, то пусть и украинский ТЭК перестроится по «цивилизованным стандартам». Например, децент-



вердикт, позволявший газу из «Северного потока – 2» целиком заполнять трубу континентальной артерии Орел. Теперь, увы, «Газпрому» отдают для прокачки вглубь Европы лишь 50% мощности данной артерии, а остальное резервируется, видимо, для Польши. Точнее – для дальнейшего транзита импортируемого ею американского газа.

В общем, дёшево и сердито! Недаром эту инициативу одобрил Трамп. Но вот вопрос: каким образом можно заверить

сской элиты. Собственно, в этом откровении как раз и состоит «криминальная сенсационность» сложившейся на украинском направлении ситуации – её «не по добродурию трепещущий нерв».

Одним из членов закулисной группы считался спецпредставитель США по Украине Курт Волкер. Призванный встать над схваткой между Киевом и Донбассом, он, тем не менее, на деле взялся за одностороннюю «проводку» пагубного курса Порошенко, а после избрания президен-

рализует сначала свою энергетику и транспортную сеть, разделит их на конкурирующие друг с другом компании. А тогда уж мы сможем заключить с ведома правительства Зеленского, как оно того и желает, принципиально новое соглашение по транзиту... Да уж, хочешь не хочешь, а под сводами «Нафтогаза Украины» надо создавать хотя бы видимость перемен. Но как это сделать, если данная структура, на взгляд того же Рика Перри, всё ещё является собой средоточие коррупции?

Истинно независимых от олигархата экспертов и аналитиков, особенно иностранных, к основным рычагам не подпускают. А если и остаются пока в наблюдательном совете немногие американцы, то это, мол, сомнительные люди типа Амоса Хохстайна, «посаженного» туда ещё при Порошенко и якобы смирившегося с непрофессионализмом, кумовством и мздоимством. А чтобы на деле «снизить зависимость Украины от поставок энергоносителей из РФ и увеличить инвестиции из США», надо привлечь в состав руководства «Нафтогаза» больше «людей более высокого уровня, включая некоторых американцев». В этом, собственно, и состоял главный посыл г-на Перри, если он и впрямь упрашивал своего босса не откладывать телефонный звонок в Киев.

«ДЕЛО БАЙДЕНОВ» РАССТРОИЛО ПЛАНЫ

Азартный Трамп, беседуя с Зеленским, не удержался в рамках сценария. Представители спецслужб, осуществлявшие прослушку разговоров президента, обратились в оппозиционно настроенную Нижнюю палату Конгресса. Они настаивают на том, что президент якобы призвал украинского коллегу помочь ему победить на выборах 2020 г. путём компрометации главного недруга в стане демократов. То есть пытался подключить зарубежное государство к «святым святым» американской демократии – созданию двухпартийного списка официальных кандидатов на избрание президентом страны. Трамп перевёл беседу на тему назревшего-де следствия по делу бывшего члена правления газовой компании «Бурисма» Хантера Байдена, сына 76-летнего влиятельного американского политика Джо Байдена. До 2017 г. Байден-старший был вице-президентом США, а ныне хочет стать соперником Трампа в ходе избирательной гонки. Но теперь сделать это ветерану будет нелегко. Его сынок, продвинутый им в украинский ТЭК, ни за что ни про что получал там от 50 до 170

тыс. долларов в месяц, ни капельки не разбираясь при этом в природном газе.

Впрочем, на фоне развернувшегося «Украинагейта» ещё меньше повезло самому президенту Соединённых Штатов. Его противники в стане демократов запустили процедуру импичмента, добиваясь отставки проштрафившегося лидера. Первым не выдержал такого поворота и подал в отставку спецпредставитель Белого дома по Украине Курт Волкер. И не удивительно: а вдруг ему припишут – в ходе травли президента – некую роль во внезапном возвращении из Киева на родину посла США г-жи Мари Йованович, которая не очень-то ладит со своими кураторами в Госдепе и Белом доме? Затем пошатнулось министерское кресло под Перри, который собирается выйти в отставку до конца года. *«Однако, и Бог тому свидетель, я ни разу даже не упоминал имён Байденов и ничего не говорил о них вообще»*, – клянется глава американского Минэнерго. Быть может, так оно и было. Но, трижды встречаясь с Зеленским, Перри всё равно оказывал на него давление, непозволительное во взаимоотношениях между суверенными государствами.

Да, трудно Белому дому в одночасье отказать от услуг столь твёрдого проводника энергетической экспансии США в Европе. Поэтому перед отставкой Рик Перри пришлось ещё раз засучить рукава и ударно потрудиться. В хмурые осенние дни, вопреки дискомфорту из-за слухов о возможном импичменте Трампа, да и о близящейся собственной отставке, г-н Перри вновь отличился по службе. Он образцово провёл совещание министров энергетики двух десятков стран ЕС.

В итоге было решено сплотиться перед лицом «газпромовской угрозы» и «опасности» недорогих поставок СПГ из России. Это совещание состоялось там же, где в мае 2006 г. вице-президент США (а в прошлом гендиректор сервисной империи Halliburton) Дик Чейни подвёл черту под многолетним успешным энергетическим партнёрством с пореформенной Россией. Подвёл для того, чтобы обрушиться на неё с бесновательными, но тяжкими обвинениями в *«трубопроводном запугивании и манипулировании своими соседями»*... Да, заседали и на сей раз – осенью 2019 г. в Вильнюсе. Как видно, «место встречи изменить нельзя».

УКРАИНСКИЙ ДУЭТ

Но вот незадача. В дни проведения упомянутого совещания не вовремя пришла весть из Вашингтона. Там вдруг запозда-

ло, но зато досконально прояснилось: откуда именно добыл минувшим летом личный адвокат Трампа по имени Руди Джулиани (экс-мэр Нью-Йорка) первые «куски» украинского компромата на Байденов, дабы передать их президенту. Оказывается, Джулиани получил конфиденциальную информацию от верных спонсоров республиканской партии, пожертвовавших предвыборному штабу Трампа 325 тыс. долларов, – бизнесменов украинского происхождения. Их имена – Лев Парнас и Игорь Фруман. Этот дуэт как раз и выложил на стол Джулиани (для передачи Трампу) папку со сведениями о «бескорыстной» работе Байденов на благо ТЭК Украины.

Стоит ли удивляться тому, что Джулиани, ведший по приказу Трампа активный поиск любых данных о финансовой нечистоплотности бывшего вице-президента и его сына, с радостью принял такой подарок. И тут же бросился первым рейсом в Киев, дабы выпросить у Зеленского и его людей что-нибудь дополнительное.

Но ФБР не дремлет. Тем более что и сообществу спецслужб, расколотому между сторонниками и противниками правящих республиканцев, стало ясно: если позволить раскрутиться этой грязной истории, то не поздоровится не только одному из политических лагерей, но и всему вашингтонскому истеблишменту в целом. Фрумана и Парнаса на всякий случай задержали в пассажирском терминале в Вирджинии. На первый взгляд, вот он – подходящий момент вывалить на этих аферистов весь ворох конкретных обвинений. Ведь именно данный «тандем» требовал от Джулиани и, следовательно, от Белого дома провести в совет директоров «Нафтогаза» выдвиженцев Парнаса и Фрумана. Они же продвигали в Вашингтоне майские (2019 г.) запросы и мольбы неназванного украинского чиновника: отзовите же, наконец, не в меру принципиального посла США Мари Йованович с Украины!

Пока что Парнасу и Фруману предъявлены лишь обвинения в нарушении законов о финансировании выборов в США. То же самое инкриминируется и «взятому» в Калифорнии выходцу ещё с Советской Украины Андрею Кукушкину. А ещё одного фигуранта по имени Дэвид Корреа долго не могли отыскать. Но нет сомнений: наравне с Парнасом, Фруманом и Кукушкиным, он утверждал бы на допросах, что знает не знает ни о «Нафтогазе», ни об энергетике Украины в целом. Ведь не знают же ничего об этом ни Джулиани, ни даже сам Трамп!

КАЛЕНДАРЬ 2020

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

Oil Gas
conference



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
ЗОЛОТОЙ РТУТИ
2017

23 - 28 марта

9-я Международная научно-практическая конференция
«Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов»

06 - 11 апреля

1-я Международная научно-практическая конференция
«Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе»

01 - 06 июня

15-я Международная научно-практическая конференция
«Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»

21 - 26 сентября

11-я Международная научно-практическая конференция
«Строительство и ремонт скважин»

05 - 10 октября

8-я Международная научно-практическая конференция
«Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы»

В рамках конференции проходят рабочие заседания, выступления ведущих специалистов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественный фуршет в честь открытия конференции, спортивные соревнования и экскурсионная программа.



Место проведения – Черноморское побережье (название города, отеля и конференц-зала будет объявлено за 3 месяца до начала конференции).



При оплате регистрационного взноса за 30 дней до начала мероприятия предоставляется скидка 5%.

РЕКЛАМА

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ



ИНТЕРЕСНЫЕ ПАРТНЕРЫ



(861) 212-85-85



info@oilgasconference.ru



www.oilgasconference.ru

Как сравнить несравнимое



«Газпром нефть»

Что общего и какие различия между нефтегазовыми комплексами России и США

Евгений ХАРТУКОВ,
профессор Московского государственного
института (университета) международных
отношений МИД России (МГИМО)

В прошлом году Россия и США добывали соответственно около 11,16 и 10,96 млн баррелей в сутки жидких углеводородов. Это больше, чем любая другая страна в мире, – даже больше, чем традиционный, а ныне дряхлеющий нефтяной тяжеловес Саудовская Аравия, объём производства которой в 2018 г. составил 10,425 млн барр./сут. Но это, по-видимому, единственное практически совпадение, поскольку все другие параметры нефтяного бизнеса в России и США различны.

ДОБЫЧА И ТРАНСПОРТИРОВКА

Для начала давайте детально сравним доступную нефтяную статистику РФ и США. Для этой цели возьмём данные за 2018 г. не только по всей национальной нефтяной промышленности, но и по самым крупным и одним из самых мелких интегрированных публичных нефтяных компаний этих стран (см. табл. 1).

Историки утверждают, что первая нефть была добыта посредством скважины в США (штат Пенсильвания) в 1859 г., в Российской Империи – в 1846 г. (мелководная бухта Биби-Эйбат, северо-восток от Баку, Азербайджан). А в пределах границ современной России – в 1864 г. на Кубани, возле села Киевское, на берегу реки Кудако.

Годовая нефтедобыча в США испытала спад примерно с 9,6 млн барр./сут в 1970-м до 5 млн барр./сут в 2008 г., но заметно выросла с того времени, благодаря производству так называемой сланцевой нефти, и вплотную приблизилась к 11 млн барр./сут в прошлом году. В России годовая нефтедобыча до недавнего времени также была далека от стабильного роста. Как известно, она обвалилась более чем с 11,5 млн барр./сут в 1987-м до 6,1–6,3 млн барр./сут в 1995–1998 гг. (главным образом, из-за полной дезорганизации национальной нефтяной промышленности после развала СССР). С того времени она устойчиво росла и в 2018 г. достигла 11,16 млн барр./сут. На рис. 1 приведены показатели ежемесячной нефтедобычи в России и США, а также, для сравнения, в Саудовской Аравии, ещё од-

ной современной нефтяной супердержаве, в период 1998–2018 гг.

Суммарная протяжённость магистральных нефтепроводов в США, где существует самая развитая в мире национальная сеть трубопроводов, составляет свыше 245 тыс. км, тогда как в России, которая обладает второй по протяжённости сетью, – примерно 49 тыс. км. Большая часть нефтепроводов, и в том числе тех, которые непосредственно обслуживают нефтедобывающие компании, в обеих странах является собственностью крупных трубопроводных компаний (как например, «Транснефть» в России или Buckeye в США), хотя некоторые из трубопроводов (но их ничтожно мало) принадлежат компаниям-производителям.

Под знаком льгот

Нефтяная промышленность играет намного более важную роль в России, чем в США: согласно аналитическому управлению ЦРУ (DA CIA), вклад нефтяного бизнеса в российский ВВП составил в 2018 г. свыше 15%, а в США – менее чем 1%. Это подтверждается и более ранними данными лондонской консалтинговой фирмы IHS Markit (см. рис. 2).

Табл. 1. Некоторые показатели нефтяной промышленности США и России в 2018 г.

Показатель	США	ExxonMobil	Hess/Amerada Petroleum	Россия	«Роснефть»	«РуссНефть»
Год начала нефтедобычи	1859 г.	1870 г. (Standard Oil)	1919 г.	1864 г. *	1993 г.	2002 г.
Рыночная капитализация, млрд долл.	...	345 (18/04/2019 г.)	14,17 (25/04/2019 г.)	...	66 (31/12/2018 г.)	2,47 (29/12/2018 г.)
Валовые поступления, млрд долл.		279,3	6,47		151,9	2,8
Число сотрудников, тыс. чел. в среднем за год		71,0	2,075		295,8	10
Добыча нефти (с газоконденсатом), млн барр./сут	10,96	1,65	0,245 (исключая Ливию; нефть + газ, млн барр. н. э. /с)	11,16	4,67	0,15
Протяжённость магистральных нефтепроводов, тыс. км	245,4	–		48,5	–	
Издержки выявления и подготовки запасов (FDC), долл./барр. н. э.	3,6 (оценка) ¹	8,2	1,74 (оценка)	10–16 (оценка)	2,2–2,7 (оценка) ²	12–16 ²
Технические издержки добычи (чистые), долл./барр. н. э.	40 (оценка) ¹	11 (оценка) ³	13 (оценка)	15–20 ⁴	3,1	15–20 ⁴
Переработка нефти, млн барр./сут	17,28	4,3 (оценка)	5	5,74	2,3	0,1 (оценка)
Госконтроль над нефтедобычей, %	0	0	0	34,73	75,16	0
Степень налогообложения, % от цены реализации или выручки	45 (оценка)	40,3	1,62	70 (оценка)	4,2	0,34
Прямые налоги в федеральный бюджет, млрд долл. ⁶	...	0,095	...	45,4 (оценка) ⁷	0,4 (оценка)	0,1 (оценка)
Доходность (чистая) ⁸ , %	10,28 ⁹	9,2	15,73 (в среднем за 2014–2018 гг.)	20 (оценка)	14	21

* На территории современной России.

¹ Среднее значение для всех нефтегазодобывающих компаний США.² В России только для нефти, долл./барр.³ В США.⁴ В среднем по России (и всем нефтедобывающим компаниям), только для нефти, долл./барр.⁵ В январе 2012 г. нефтеперерабатывающий завод Novensa мощностью 350–650 тыс. барр./сут, расположенный в St. Croix, на Виргинских островах США, и на 50% принадлежащий Hess Corp. через СП с Petroleos de Venezuela, SA (PDVSA), был закрыт (по экологическим причинам), но может возобновить работу в 2019 г.⁶ По нефти; уплата в начале 2019-го за 2018 г.; исключая адвалорные налоги и экспортные пошлины; налоги на прибыль от добычи нефти нефтяными компаниями США.⁷ Выплаты НДПИ на нефть в 2018 г.⁸ ROE (норма чистой прибыли на используемый капитал в соответствии с GAAP).⁹ В среднем для всех интегрированных нефтяных компаний США.

В свою очередь, согласно оценке Raiffeisen Bank, в 2018 г. размер уплаченного НДПИ по нефти и конденсату составила 2,8 трлн рублей (свыше 45,4 млрд долл.), или почти 20% доходов российского федерального бюджета РФ.

Американские нефтяные компании имеют сейчас возможность откладывать налоговые платежи в федеральную казну. Так, по оценке самих же американских экономистов, в прошлом году 20 наиболее крупных нефтяных и газовых компаний страны отсрочили до половины своих федеральных налогов на прибыль. В сущности, эти компании уплатили в качестве налогов менее 12% своего дохода до вычета налогов, что на 23,3 процентного пункта ниже, чем требуется для большинства других американских корпораций.

Основная часть льгот пришлась на четыре крупнейшие нефтегазовые компании – ExxonMobil, ConocoPhillips, Occidental и Chevron. При этом такой энергетический гигант, как Chevron, заработавший в 2018 г. более 4 млрд долларов, совершенно законно ничего не

заплатил в форме федерального подоходного налога за этот год, и, по оценке базирующегося в Вашингтоне Института налогообложения и экономической политики (ITEP), пользовался

фактической (effective) ставкой налогообложения на уровне минус 4%.

Такие нефтегазовые и трубопроводные компании, как EOG Resources, Occidental Petroleum и Kinder Morgan, тоже не запла-

Рис. 1. Ежемесячная добыча нефти с газоконденсатом в США, России и Саудовской Аравии в 1998–2018 гг., млн барр./сут

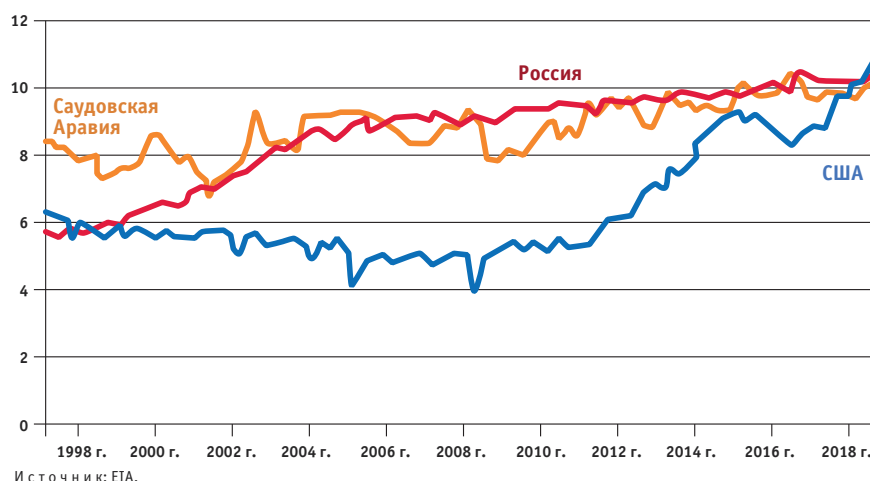
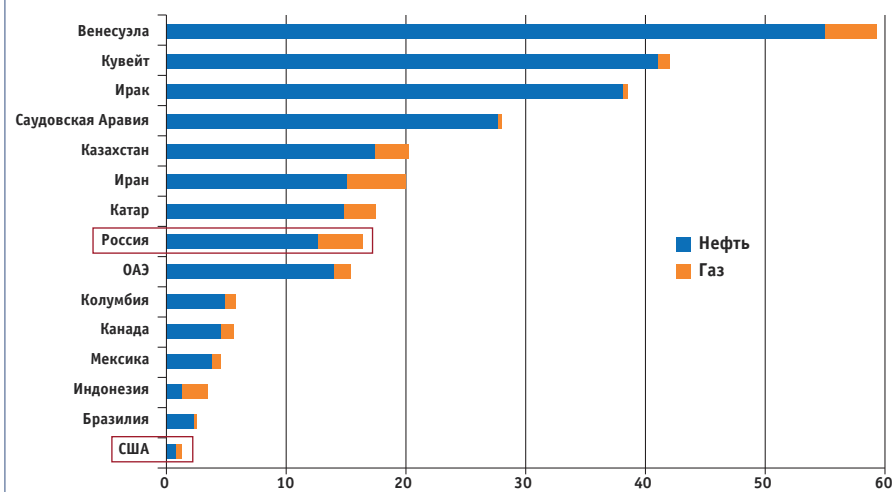


Рис. 2. Вклад нефтяной и газовой промышленности в ВВП отдельных стран в 2017 г., %



Источник: IHS Markit.

тили ни цента федеральных налогов, имея, по оценке ИТЕР, фактические налоговые ставки на 2018 г. соответственно на уровне –7%, –1% и –1%.

В общем и целом, современная федеральная налоговая система США (IRS) устроена так, что чем больше корпоративный налогоплательщик ежегодно зарабатывает, тем относительно меньше подоходных налогов он платит. В результате, ведущие американские нефтяные корпорации имеют преимущества даже здесь.

Вместе с тем, нефтяные компании США получают довольно серьезные субсидии в форме налоговых кредитов и освобождений. При этом прямые налоговые субсидии, которые составили в 2017–2018 гг. почти 11 млрд долларов, можно условно разделить на четыре категории (см. рис. 3).

Во-первых, это *налоговые вычеты*, посредством которых федеральные власти позволили нефтяным компаниям уменьшить налоговую базу примерно на 8,5 млрд долларов только в 2017–2018 гг. В частности, начиная с 1916 г. так называемые нематериальные (неосязаемые) буровые расходы (НБР) (intangible drilling costs) вычитаются из налогооблагаемых доходов американских компаний. НБР, на которые обычно приходится от 60 до 80% всех затрат на бурение, – это весьма значительные расходы по поиску и освоению месторождений нефти и газа, особенно в новых районах. Размеры этой субсидии в 2017–2018 гг. составили, по оценке IRS, 2,3 млрд долларов.

Другой важный пример – это налоговые вычеты, связанные с порядком бухгалтерского учёта товарных запасов жидкого топлива, так называемая учётная субси-

дия – «последний на входе, первый на выходе» (Last-In, First-Out Accounting for Fossil Fuel). Они позволяют нефтяным компаниям ежегодно уменьшать федеральный подоходный налог на 1,5 млрд долларов.

Кроме того, сейчас нефтедобыча посредством глубоких и горизонтальных скважин освобождена от налога на добычу (severance tax) в течение двух лет или до момента окупаемости буровых затрат (если это случится раньше).

И конечно, знаменитая скидка на «истощение недр» (depletion allowance) относится к валовому (налогооблагаемому) доходу и применяется в добывающих отраслях большинства стран западного мира для компенсации истощения разрабатываемых запасов исчерпаемых полезных ископаемых. Однако в применении этой налоговой скидки в нефтяной промышленности США есть свои особенности. Для

стимулирования нефтедобычи скидку на «истощение недр» под названием discovery depletion allowance впервые ввели в США в 1918 г. Однако её было трудно рассчитывать, и в 1926 г. её заменили на depletion allowance с единой ставкой. В период 1926–1969 гг. ставка этой скидки в США равнялась (как и в большинстве стран) 27,5% доходов от добычи нефти и газа. В 1969 г. она была снижена до 22%, в 1970-м – до 15%, а в 1975 г. в связи с резким взлётом цен на нефть в период первого энергетического кризиса перестала применяться к крупным нефтяным компаниям. В настоящее время она составляет 15% и применяется лишь к доходам формально «независимых» нефтяных компаний.

По оценке американского Министерства энергетики, выступившего в конце 1960-х с инициативой снижения скидки на «истощение недр» до 15%, среднегодовые потери казначейства США при ставке 27,5% составили бы в период 1987–1991 гг. 460 млн долларов и к 1995 г. возросли бы почти до 2 млрд долларов. В 2018 г. суммарная величина этой скидки оценивалась в 1,7 млрд долларов.

Во-вторых, это *прямые льготы по налогообложению* – такие как субсидия на транспортировку нефти и нефтепродуктов по внутренним водным путям, размеры которой в 2017–2018 гг. оцениваются в 229 млн долларов. Обычно федеральное правительство взимает с перевозчиков, использующих водные пути, водный налог, пропорциональный тоннажу перевозимых грузов. Однако это не относится к нефтяным компаниям.

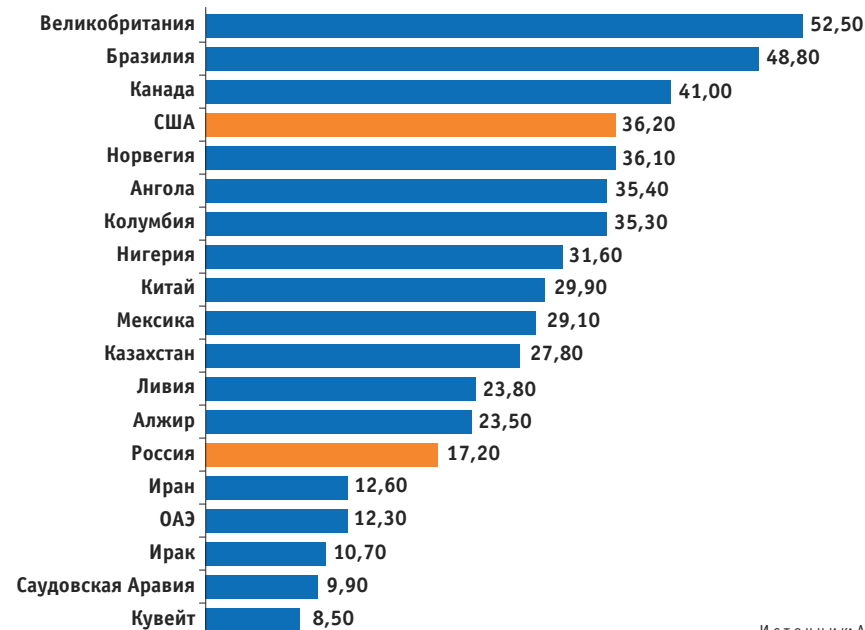
Сходным образом действует субсидия на административные сборы на управление бурением на суше в размере 107 млн долларов. Эти сборы покрывают расходы

Рис. 3. Субсидии нефтяным компаниям США в 2017–2018 гг.



Источник: Fuel Freedom Foundation.

Рис. 4. Средние технические издержки нефтедобычи в 2018 г. в различных странах мира, долл./барр.



Источник: AWS.

Бюро по управлению земельными ресурсами (Bureau of Land Management).

Далее следуют субсидии, уменьшающие размер «роялти» (royalty-relief subsidies). Как правило, нефтяные компании сами вырабатывают льготы (обычно не без помощи американских законодателей), чтобы платить значительно более низкие ставки «роялти» за добываемые нефть и газ. Например, «потерянные роялти за арендное морское бурение» (Lost Royalties on Lease Offshore Drilling) на участках, выданных в период с 1996-го по 2000 г., стали результатом действия Закона «О роялти на глубоководном внешнем континентальном шельфе» (Outer Continental Shelf Deep Water Royalty Relief Act) от 1995 г. Этот законодательный акт и по сей день лишает американскую казну налогов на сумму порядка 1,1 млрд долларов в год.

И наконец, последний тип субсидий может быть назван *регуляционными субсидиями* (regulatory subsidies). Они применяются, когда имеет место ненадлежащее выполнение (или даже несоблюдение) нефтяными компаниями предписанных законом обязательств. Самым ярким недавним примером является субсидия BP (BP Deduction for Oil Spill Legal Settlement) в размере 334 млн долларов. Британской нефтяной компании было разрешено вычесть из своих налогов почти все исковые суммы, которые она выплатила федеральному правительству США в результате пе-

чально известного разлива нефти с платформы Deepwater Horizon в апреле 2011 г.

И у российских нефтяных компаний много экономических льгот. Как известно, налогообложение доходов нефтяных предприятий в РФ – одно из самых высоких в мире, но важнее то, что эти налоги не связаны с прибылью. Они в основном состоят из налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортной пошлины на нефть, а также корпоративного подоходного налога (20%), налога на добавленную стоимость (20%) и различных налогов на недропользование. В среднем текущий уровень налогообложения данной отрасли в России оценивается примерно в 70% от продажной цены на нефть. Однако «Роснефть», крупнейший производитель нефти в стране, эксплуатирующая крупные и высокопродуктивные месторождения, в 2018 г. заработала почти 134 млрд долларов, а заплатила лишь порядка 0,4 млрд долларов в виде прямых налогов. А «РуссНефть», самая маленькая интегрированная нефтяная компания РФ, зафиксировала в 2018 г. доход в размере 2,8 млрд долларов и заплатила 0,1 млрд долларов в виде налогов. Это вовсе не удивительно, поскольку только в этом году компания получила от правительства более 10 млрд рублей (более 160 млн долларов) в виде льгот по НДПИ.

Трудно сказать, насколько дорого в настоящее время обходится добыча нефти в США и в России, даже в среднем. Это за-

висит от различных обстоятельств: от самого месторождения, географии добычи, принятых ставок налогов. Тем не менее все согласны, что добыча сырья в США в среднем дороже, чем в России. Здесь мы представляем лишь одну (хотя и довольно типичную) оценку средних затрат на добычу нефти по странам, недавно опубликованную Американским обществом по сварке (American Welding Society, AWS) (см. рис. 4).

ЧАСТНОЕ VERSUS ГОСУДАРСТВЕННОЕ

Нефтяная промышленность в США – полностью частная и свободная от государственного регулирования. Конечно, за исключением тех элементов госрегулирования, которые касаются сохранения природы и природных ресурсов, санитарных норм и технических стандартов (таких как запреты на бурение и прокладку трубопроводов, нормы максимально допустимого рабочего давления для трубопроводов, требование двойного корпуса для танкеров и т. д.). А российский нефтяной бизнес – даже после его тотальной приватизации в 1990-е – всё ещё находится под значительным контролем государства. В частности, в настоящее время российское правительство (или власти республик) контролирует 24,2% «Славнефти», почти 30,45% «Татнефти», 47,85% «Газпром нефти» и около 50% «Роснефти» (крупнейшего в стране производителя «чёрного золота»). Это означает, что более 30% национальной добычи нефти (включая газоконденсат) в 2018 г. контролировалось государством. И здесь мы не упомянули экспорт нефти, который полностью контролируется правительством, поскольку «Транснефть», занимающаяся этой деятельностью, на 100% принадлежит государству (это касается её голосующих и привилегированных акций).

И наконец, в отличие от своих американских коллег, российские нефтяные компании могут действительно считаться «жирными котами». Они получают в среднем около 20% чистой прибыли на капитал (ROE) по сравнению с отрицательной чистой прибылью американского нефтяного бизнеса (в 2018 г. на уровне –3,52%).

В общем, простые люди в США и России гордятся своей национальной нефтяной промышленностью, но недолюбливают нефтяные компании за их огромные, необлагаемые налогами прибыли. Это, пожалуй, ещё одно сходство, но не более того...

Атака на нефть

Мировой рынок углеводородов оказался под ударом как со стороны террористов, так и долгосрочных структурных факторов



Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Атака начинённых взрывчаткой дронов на нефтегазовые объекты Саудовской Аравии стала серьёзной встряской для мирового рынка углеводородов. Цены на «чёрное золото» одновременно взлетели вверх, но затем, по мере восстановления инфраструктуры в Аравийской пустыне, вернулись к прежним значениям. Но эта атака сделала очевидными две отчасти противоположные тенденции. С одной стороны, долгосрочные структурные факторы на рынке нефти оказываются важнее краткосрочных пертурбаций и неизменно толкают котировки вниз. С другой стороны, всплеск террористической и военной активности на Ближнем Востоке возвращает в цену нефти «премию за риск», о которой в последние годы уже начали забывать. Какая из этих тенденций возобладает и как это отразится на нефтяных ценах? Ответу на эти вопросы была посвящена дискуссия в рамках семинара-конференции «Глобальные и локальные рынки нефти, газа и нефтепродуктов: анализ и прогнозирование, ценообразование, торговые потоки», организованного Национальным нефтяным форумом.

ПРОТИВОРЕЧИВЫЙ ГОД

Как отметил, открывая дискуссию, директор по консалтингу компании IHS Markit Russia Максим Нечаев, этот год оказался интересным для рынка нефти. После достаточно стремительного падения в конце 2018-го цена на «чёрное золото» нача-

ла нынешний год стремительным ростом, котировки достигли 70–75 долларов. Это стало позитивным сигналом для рынка, многие эксперты ожидали, что спрос на нефть будет расширяться, а предложение окажется ограниченным и благодаря этому цены продолжат расти.

Однако, как отмечает М. Нечаев, ближе к середине года проявились негативные факторы, в частности рост запасов в США. Возникли также опасения по поводу того, что спрос на нефть и нефтепродукты в мировой экономике будет расти не такими быстрыми темпами, как это предполагалось ранее. И сейчас многие аналитики прогнозируют, что 2019-й станет худшим годом за период, начавшийся в 2008-м (рецессия, за исключением 2012–2013 гг.), а общемировой прирост потребления нефти составит менее 1 млн барр./сут.

Конечно, ситуация несколько изменилась после сентябрьской атаки дронов на нефтеперерабатывающую и нефтеобеспечивающую инфраструктуру Саудовской Аравии. Как данное событие повлияет на мировой рынок? Окажется ли его эффект краткосрочным или долгосрочным? Да, Саудовская Аравия смогла в рекордно короткие сроки восстановить разрушенные мощности, и взлетевшие было нефтяные котировки быстро вернулись к прежним значениям. Но на-

глядно продемонстрированная уязвимость ключевых объектов нефтяной инфраструктуры приводит к возвращению на рынок «премии за риск», которая может достигать 5–7 долларов за баррель в зависимости от обстановки в мире.

Дальнейшая дискуссия в рамках конференции как раз и была посвящена подробному анализу этих проблем.

УДАР ПО БУФЕРУ

Как напомнил старший аналитик компании Rystad Energy Артём Чен, террористами был атакован комплекс по очистке нефти Абкайк, на которой поступает сырьё с крупнейших сухопутных месторождений Саудовской Аравии – Гавар и Хурайс. Почему рынок так интенсивно отреагировал на эту атаку? Не только из-за того, что «выпала» добыча с двух гигантских месторождений, но и потому, что «выпали» незадействованные мощности. Не секрет, что на долю Саудовской Аравии приходится около 3–3,5 млн барр./сут резервных мощностей, которые могут быть быстро введены в эксплуатацию в случае возникновения каких-либо шоков в других частях мира и компенсировать потери производства. И данные мощности находятся как раз в основном на двух упомянутых месторождениях. То есть в результате атаки дронов мир лишился своеобразного буфера и оказался перед угрозой повышенной волатильности нефтяных цен.

Однако, по мнению А. Чена, реальный эффект атаки всё же краткосрочный, не меняющий основополагающей динамики на нефтяном рынке. Во-первых, восстановление инфраструктуры действительно произошло очень быстро. Было объявлено, что в результате теракта выпали мощности объёмом около 5,7 млн барр./сут, но уже через несколько дней Saudi Aramco заявила, что примерно 3,8 млн барр./сут восстановлено. Во-вторых, Саудовская Аравия накопила достаточно запасов сырой нефти в нефтехранилищах – около 250 млн баррелей. Этого количества хватит примерно на 25 дней экспорта, что позволяет Saudi Aramco выполнять свои обязательства перед контрагентами.

Таким образом, атака дронов не поменяла основополагающих тенденций на рынке нефти. И вряд ли она в среднесрочной перспективе отразится на балансе спроса-предложения и на цене «чёрного золота». Сейчас, как подчёркивает А. Чен, на мировом нефтяном рынке преобладают две тенденции. Первая из них – это ослабление спроса, что является достаточно рукотворным явлением – результатом

торговой войны между США и Китаем. С марта прошлого года были введены тарифные ограничения на товары на общую сумму примерно 1 трлн долларов. Это значит, что каждый второй товар, который прибывает из Китая в США, облагается повышенным тарифом. Причём они применяются к ключевым группам товаров, таким как запчасти к автомобилям, нефтепродукты и сырая нефть, импортируемая из Соединённых Штатов в КНР.

В результате торговых войн глобальный прирост спроса на нефть и нефтепродукты приближается к минимальным значениям за последние шесть – семь лет. Одновременно наблюдается структурное замедление спроса в развивающихся странах, обусловленное их экономической динамикой. Так, прирост ВВП тормозится не только в США и Китае, но и в

В результате торговых войн глобальный прирост спроса на нефть и нефтепродукты приближается к минимальным значениям за последние шесть – семь лет. Одновременно наблюдается структурное замедление спроса в развивающихся странах, обусловленное их экономической динамикой.

Германии, Индии и ряде других азиатских стран. Поэтому мир, по словам А. Чена, приближается сейчас к «рецессионной границе», что уже отражается на спросе нефтепродуктов.

При этом, как подчёркивает эксперт Rystad Energy, в 2019 г. в структуре спроса на нефтепродукты заметно ослабление позиций лёгких фракций – сжиженных углеводородных газов, бензина и нефти. А ведь СУГ и прямогонный бензин – это основное сырьё для нефтехимии. И торможение спроса на них означает замедление развития нефтехимической отрасли в странах Азии, вследствие снижения динамики потребления пластика, что, свидетельствует о структурных проблемах в промышленности в целом. В частности, в Южной Корее снизилось потребление нефти, а в Индии прирост спроса на СУГ и во II квартале нынешнего года был практически нулевым.

Не радует и ситуация с бензином. Как напоминает А. Чен, в 2018 г. глобальные продажи новых автомобилей снизились на несколько процентов. В нынешнем го-

ду фиксируется сокращение данного показателя по всему миру ещё примерно на 5%. Это связано с тем, что во многих странах, в том числе и в России, рынок потребительского кредитования оказался перегрет. Потребительские кредиты небанковского сектора использовались в основном для покупки автомобилей (в Китае и Индии на эти цели направлялось до 40% кредитов). Сейчас, когда крупнейшие экономики замедляются, сокращается и выдача новых кредитов. Одновременно растёт количество неуплат по ранее предоставленным ссудам. Как следствие, замедляется рост автомобильного рынка, а вслед за ним – и спроса на бензин. То есть налицо структурная проблема. Скорее всего, спрос на нефтепродукты и дальше будет тормозиться.

Интересная ситуация складывается и со стороны предложения. Эксперты часто упоминают о «новых» успехах американской «сланцевой революции» и о повышении эффективности добычи сланцевой нефти. Однако снижение в 2015–2016 гг. нефтяных котировок также подстегнуло рост эффективности добычи в глобальном масштабе. В среднем по миру операционные издержки сократились на 20%. Это произошло и благодаря снижению тарифов сервисных предприятий, и за счёт увеличения эффективности обычных операций.

Как полагают эксперты Rystad Energy, в ближайшие годы добыча нефти будет расти не только в США, но и в других странах мира, например в Бразилии, где в 2019–2020 гг. планируется ввести в строй шесть – семь новых плавучих установок по добыче. А в Норвегии в следующем году начнётся эксплуатация большого офшорного месторождения Йохан Свёрдруп. В результате всех этих изменений в средне- и долгосрочной перспективе, возможно, будет наблюдаться превышение предложения над спросом. Как следствие, цены на нефть начнут испытывать нисходящее давление. Поэтому, судя по всему, странам-участницам соглашения «ОПЕК+» придётся в 2020 г. прибегать к ещё одному сокращению добычи.

Но сдерживание производства сырья в рамках «ОПЕК+», по мнению А. Чена, станет лишь способствовать скатыванию снежного кома американской «сланцевой революции». Этот ком будет становиться всё больше, поскольку эффективность извлечения сланцевых ресурсов по-прежнему растёт. Пока сложно предположить, что страны «ОПЕК+» будут предпринимать после 2021 г. А до этого срока они,

скорее всего, продолжат сокращать добычу, чтобы поддерживать цены на нефть на высоком уровне.

Союз единомышленников

Перспективам деятельности «ОПЕК+» было посвящено выступление на конференции и другого эксперта – заместителя руководителя Аналитического центра при Минэнерго РФ Дениса Дерюшкина. Он отметил, что давать прогнозы относительно следующего года пока рано, учитывая огромное количество присутствующих на рынке «чёрных лебедей» (непредсказуемых факторов). Что же касается нынешнего года, то действительно все индикаторы указывают на снижение темпов роста спроса на нефть на фоне замедления мировой экономики.

При этом Д. Дерюшкин обращает внимание на то, что аналитики очень по-разному оценивают темпы роста рынка. Вариации в прогнозах спроса от различных агентств достигают 600 тыс. барр./сут, что является колоссальной цифрой. Хотя сам факт замедления спроса отмечают все эксперты. По прогнозу Минэнерго, в нынешнем году глобальный спрос на сырую нефть вырастет на 1 млн барр./сут, а в следующем году ожидается небольшое увеличение данного показателя.

Что касается роста предложения, то здесь, по словам представителя Минэнерго, возникает ещё более загадочная история. Благодаря действию соглашения «ОПЕК+», имеются вполне достоверные данные об уровне добычи в странах-участницах соглашения. Но этого нельзя сказать о сланцевой индустрии США. *«Мы (то есть вся отрасль, аналитики) очень сильно обожглись в прошлом году, когда всё аналитическое сообщество дружно вместе с ростом добычи начало повышать свои прогнозы. Мы наблюдали это фактически с января до декабря – каждый последующий месяц аналитики поднимали свои прогнозы. И весь мир промахнулся. Это ни в коем случае не камень в огород аналитиков, это скорее говорит о той степени неопределённости, которая существует на рынке на стороне предложения»*, – отметил Д. Дерюшкин.

Любопытно, что в нынешнем году, вопреки всем прогнозам, наблюдается замедление роста добычи в США. Согласно данным Администрации энергетической информации Министерства энергетики США (EIA), в октябре был зафиксирован наименьший темп прироста добычи нефти в Соединённых Штатах за последние пару лет. *«Это, безусловно, важный фак-*

тор, который вместе с тем шоком предложения, который нарисовался в Саудовской Аравии, и с исполнением соглашения «ОПЕК+» позволяет нам верить, что рынок будет в дефиците, по крайней мере, до конца этого года», – отмечает представитель Минэнерго.

В следующем году, по словам Д. Дерюшкина, прирост предложения составит более 2 млн барр./сут. Но, в отличие от 2019 г., он будет обеспечен не только Соединёнными Штатами. Если в этом году на долю США пришлось около 95% прироста (в том числе 90% – за счёт сланца), то в 2020-м данный показатель не превысит 75%. Остальная четверть придётся на другие страны, включая Бразилию, где ожидают рост добычи почти на 0,5 млн барр./сут.

Благодаря действию соглашения «ОПЕК+» удалось в целом сбалансировать нефтяной рынок. Сегодня целевой индикатор данного пакта – уровень превышения запасов нефти над средним пятилетним показателем – составляет всего лишь 36 млн баррелей.

Безусловно, важнейшим фактором стабильности мирового нефтяного рынка остаётся соглашение «ОПЕК+». Как сообщил Д. Дерюшкин, участники этого пакта не только выполняют взятые на себя обязательства, но даже перевыполняют их. Так, по итогам августа уровень исполнения соглашения составил почти 140%. То есть в абсолютных цифрах сокращение добычи составило 1,6 млн барр./сут вместо ранее оговорённых 1,2 млн барр./сут.

В качестве положительного момента Д. Дерюшкин отмечает высокую дисциплину стран, не входящих в ОПЕК, но присоединившихся к соглашению «ОПЕК+». В течение пяти месяцев из последних шести государства, не являющиеся членами ОПЕК, по проценту исполнения соглашения превосходили членов самого картеля. При этом в рамках ОПЕК основную нагрузку несёт на себе Саудовская Аравия. А в связи с недавними террористическими атаками процент исполнения соглашения Эр-Риядом осенью этого года будет совсем зашкаливающим. Вместе с тем, отдельные страны, в частности Ирак, сильно ухудшают общую статистику ОПЕК. Что же касается стран, не членов

ОПЕК, то там ситуация более-менее ровная и нет явных нарушителей квот.

Известно, что именно разногласия по поводу несоблюдения в прошлом квот отдельными странами не раз служили камнем преткновения для ОПЕК и порождали внутренние конфликты в организации. Не наступит ли на эти грабли и «ОПЕК+»? По мнению Д. Дерюшкина, этого не произойдёт. Сегодня мониторинг выполнения соглашения осуществляется на ежемесячной основе по каждой стране, однако для участников пакта важен именно совокупный показатель. *«Смысловая нагрузка данного соглашения заключается в том, что мы больше союз, нежели просто коллектив стран, которые собираются раз в месяц, для того чтобы потыкать пальцем друг в друга и сказать, что, мол, господа саудиты – молодцы, а некоторые другие страны... должны поменять стратегию. Мы понимаем, что в разных странах есть определённые факторы, которые влияют на конкретную месячную добычу, в том числе и в России... Всё-таки мы оперируем на глобальном рынке, и нам, скорее, важно, сколько баррелей ушло с рынка, нежели то, сколько конкретно отдельная страна срезала или нет»*, – подчёркивает Д. Дерюшкин.

Благодаря действию соглашения «ОПЕК+» удалось в целом сбалансировать нефтяной рынок. Сегодня целевой индикатор данного пакта – уровень превышения запасов нефти над средним пятилетним показателем – составляет всего лишь 36 млн баррелей. А до начала действия соглашения он превышал 250 млн баррелей! Удалось также снизить уровень волатильности нефтяных цен.

Поэтому, как подчёркивает Д. Дерюшкин, Россия продолжит делать всё, чтобы исполнять соглашение «ОПЕК+» и взаимодействовать с другими странами в его рамках. Он также напомнил, что в июне нынешнего года, наряду с продлением данного пакта ещё на девять месяцев (до марта 2020 г.), была также подписана Хартия о взаимопонимании. Этот документ предусматривает более широкий фронт сотрудничества между странами.

Что будет с нефтяными ценами?

Конечно, основной вопрос, волновавший участников конференции, заключался в том, какими именно могут оказаться в ближайшие годы нефтяные цены в результате разбалансировки рынка. На него попытался ответить аналитик управления операций на российском

фондовом рынке ИК «Фридом Финанс» Александр Осин.

В своих оценках эксперт ориентировался на расчёты аналитиков ИК «Фридом Финанс» относительно цен на нефть и курса рубля по отношению к доллару. Осин уверен, что между указанными факторами существует устойчивая корреляция, которая со временем только укрепится.

Согласно прогнозам аналитиков компании, до конца 2020 г. цена на нефть для базового сценария составит 70 долларов за баррель, негативного – 50 долларов, а для позитивного – 80 долларов.

В ходе выступления Осин отдельно остановился на основных факторах, влияющих на формирование мировой цены на нефть. Среди них – баланс спроса и предложения, монетарный фактор, механизмы нерыночного регулирования и т. д.

«Мои последние прогнозы цен на нефть на ближайшие годы сделаны не на основании тех предположений, которые уже есть, а на основании тех трендов, которые сформировались на рынке. И если говорить о текущем моменте, то мы наблюдаем, что по итогам II квартала зафиксирован дисбаланс в размере 1,79 млн барр./сут и это задаёт направление развития на ближайшие два года. Исходя из трендов, которые сейчас заложены на рынке, и долгосрочных статистических наблюдений, можно сделать вывод о том, что показатель годового прироста цен на нефть в 2020–2021 гг. будет находиться в рамках конверта, который образован динамикой спроса и предложения», – пояснил Осин в части презентации, касающейся баланса спроса и предложения.

Монетарный фактор имеет огромное значение для локальных и глобальных рынков нефти. Как отметил спикер, на данный момент многие крупные игроки находятся в цикле балансировки бюджетных и торговых показателей, а также в процессе смягчения монетарной политики. «В этой ситуации мы действительно наблюдаем, что начинается стимулирование экономики и в Европе, и в Китае, и в США. Исходя из корреляции динамики денежной базы в рамках количества ослаблений ЕМС, можно ожидать, что к концу 2020-го – началу 2021 г. рост цен на нефть составит 3–6%», – резюмировал аналитик.

В завершающей части выступления Осин поделился прогнозами: «В середине четвёртого квартала можно ожидать существенного ухудшения баланса, но, по сути, могут быть задействованы большие объёмы резерва. Мы всё-таки ориентируемся в своих прогнозах не на шоковые сценарии, а на те данные, которые есть, о которых мы уже зафиксировали. Мы проанализировали коэффициент детерминации, отражающий связь между динамикой модели курса рубля и ценами на нефть. Вот этот коэффициент детерминации вырос приблизительно в 3,5 раза с начала периода этого застоя. Сейчас он со-

ставляет 0,9, что отражает силу связи и позволяет говорить о возможном или вероятном нахождении курса рубля к концу 2020 г. в указанных здесь значениях. Мы ожидаем, что при негативном сценарии доллар будет стоить 65,9 рубля, при базовом – 54,5, а при позитивном – 46,03».

Согласно прогнозам аналитиков ИК «Фридом Финанс», до конца 2020 г. цена на нефть для базового сценария составит 70 долларов за баррель, негативного – 50 долларов, а для позитивного – 80 долларов.

ставляет 0,9, что отражает силу связи и позволяет говорить о возможном или вероятном нахождении курса рубля к концу 2020 г. в указанных здесь значениях. Мы ожидаем, что при негативном сценарии доллар будет стоить 65,9 рубля, при базовом – 54,5, а при позитивном – 46,03».

Россия – балансирующий поставщик?

Какие выводы может сделать для себя Россия из нынешней ситуации на глобальном нефтяном рынке? Как напоминает Максим Нечаев, к маю 2018 г., когда было принято решение о том, что квоты в рамках «ОПЕК+» будут уже не индивидуальными, а совокупными, Россия нарастила свободные добывающие мощности и выплеснула их на рынок, что выразилось в приросте на 500 тыс. барр./сут. И новое соглашение о сокращении добычи в рамках «ОПЕК+» наша страна уже заключала исходя из более высокого уровня производства. Сейчас, в случае развития негативного сценария на Ближнем Востоке, выбытие мощностей может оказаться весьма значительным. Способна ли Россия в этой ситуации взять на себя роль балансирующего поставщика?

Как полагает руководитель Департамента стратегии и инноваций ПАО «Газпром нефть» Сергей Вакуленко, такой вариант маловероятен. Начиная с 2013–2014 гг. роль балансирующего поставщика играет американская сланцевая индустрия, быстро реагирующая на рост и снижение нефтяных котировок. По консолидированной оценке экспертов, свободные мощности России, которые могут быть введены в эксплуатацию примерно за неделю, составляют около 500–600 тыс. барр./сут.

Это, конечно, значительный объём, но всё же не способный компенсировать, к примеру, выбытие саудовских мощностей в результате террористической атаки.

Да, в России имеются дополнительные мощности, которые могут быть введены в эксплуатацию в течение двух – трёх месяцев. Есть месторождения – кандидаты на проведение эксплуатационного бурения, что также может привести к увеличению добычи в относительно короткие сроки. Но всё-таки Россия вряд ли сможет в одиночку взять на себя функции балансирующего поставщика.

Что же касается цен на нефть, то С. Вакуленко отметил такой важный фактор, как возможность возвращения «премии за риск». «Мы сейчас переходим в новую реальность. Ещё примерно год назад уровень политических рисков был крайне высок. В другой ситуации скачки цен были бы гораздо выше... В этом году были и атаки террористов, и напряжённость с Ираном. А цена стояла как прибитая – около 60 долларов за баррель. Фактически это означает, что мир «потерял страх». Раньше в цене на нефть всегда сидела премия за риск – 5–10 долларов на баррель. Существовали опасения, что атаки, политика, ураганы и ещё что-то могут довольно быстро снять с рынка значимые объёмы добычи, возникнет долгосрочный дефицит и цена резко скакнёт... В последние несколько лет мы этой премии не видели», – констатирует С. Вакуленко.

В последние годы в мире имелись значительные складские запасы нефти, которые способны обеспечить её потребление на протяжении нескольких месяцев. Поэтому при резком скачке цен трейдеры могли быстро выкинуть на рынок дополнительные объёмы. Есть также много дополнительных добычных мощностей, которые можно быстро запустить в эксплуатацию. Следовательно, бояться было нечего и премия за риск отсутствовала. Теперь же она может вернуться.

При этом, как подчёркивает С. Вакуленко, важен не сам факт атаки на Саудовскую Аравию, а то обстоятельство, что это нападение было совершено малыми силами и со стороны абсолютно «дикого» субъекта, который, тем не менее, смог серьёзно нарушить один из важнейших сырьевых компонентов мировой экономики. Если вдруг хуситам или кому-то ещё удастся повторить подобную атаку на месторождение или терминал отгрузки, то тогда этот рискованный компонент увеличится ещё сильнее. А значит, в цену на нефть будет вновь закладываться премия за риск. ■

VII Международный форум и выставка

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ

➤ 27–28 ноября 2019, Новый Уренгой

+7 (495) 109-9-509 (Москва)
events@vostockcapital.com

www.yamaloilandgas.com

Организатор:
VOSTOCK CAPITAL

➤ ДОКЛАДЧИКИ И ПОЧЕТНЫЕ ГОСТИ



➤ **ВЛАДИМИР ТРУБНИКОВ**

Генеральный директор
Тюменнефтегаз



➤ **СЕРГЕЙ КОКИН**

Генеральный директор
Арктический транспортно-промышленный узел «Архангельск»



➤ **ВЛАДИМИР ЩЕЛОКОВ**

Генеральный директор
Белкомур



➤ **ИВАН КОВАЛЕВ**

Полный заместитель
Генерального директора –
Технический директор
Газпромнефть-Снабжение



➤ **НИКОЛАЙ МОНЬКО**

И.о. руководителя
Администрации Северного
морского пути



➤ **АНТОН КУРИЛЕНКО**

Руководитель проекта
«Центр управления проектами»
Газпромнефть-Развитие

ВАЖНО! СТАТУС КРУПНЕЙШИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ ЯМАЛА

Арктик СПГ-2, Ямал СПГ, обустройство месторождений в Обской губе Карского моря, Обский СПГ, Печора СПГ, обустройство Северо-Русского газоконденсатного месторождения, проект «Мессояха» и другие важнейшие проекты.

ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОРЫВЫ

Специальные сессии по технологиям добычи нефти и газа.

Что нового?

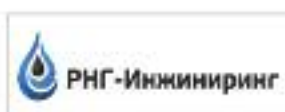
Каковы стратегии развития?

ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ ПРОЕКТЫ ЯМАЛА И ПРИЛЕГАЮЩИХ РЕГИОНОВ

Реализация проектов СШХ и СМП.

Особенности привлечения инвестиций, формирования грузопотоков, развития морских портов и ж/д подходов к ним.

➤ Бронзовые спонсоры:



➤ Среди постоянных участников:



«Газ свободы»: натиск на Восток

США, Польша и Украина пытаются создать альянс, способствующий продвижению американского СПГ в Европу

Константин СЕРГЕЕВ

Как и прогнозировала «Нефть России», недостаточная эффективность мер по противодействию вводу в строй «Северного потока – 2» и «Турецкого потока» заставила США активизировать продавливание дополнительных экспортных объёмов СПГ в Европу. Центром же приложения усилий вполне ожидаемо оказались самые «юные» (а потому и послушные) демократии континента – Польша и Украина.

США вступают в игру

31 августа в Варшаве было подписано американско-польско-украинское соглашение «О сотрудничестве с целью укрепления региональной безопасности поставок природного газа». В соответствии с преамбулой, документ посвящён решению проблем экспорта американского СПГ в регионе (включая совершенствование систем соединительных трубопроводов), диверсификации газового импорта Польши, а также реформированию газового рынка и инфраструктуры хранения «голубого топлива» на Украине.

Примечательно, что ещё за двое суток до заключения этого межправительственного соглашения польская энергетическая корпорация PGNiG объявила о заключении с украинской Energy Resources of Ukraine (ERU) контракта на поставку партии регазифицированного СПГ, которая в ноябре 2019 г. будет специально доставлена из США на терминал в п. Свиноуйсце для перепродажи на Украину.

Но один танкер (около 3,2 млрд ф³) – лишь капля в море по сравнению с объёмами, которые предполагается поставлять в регион в соответствии с новым трехсторонним договором. По словам спецпредставителя правительства Польши по вопросам энергетической инфраструктуры Петра Наимского, на на-

Рис. 1. Схема расположения интерконнектора между ГТС Польши и Украины



чалном этапе Украина сможет получать таким образом до 1,5 млрд м³, а после сооружения интерконнектора – 6 млрд м³ газа в год. Заметим, что работы над проектом интерконнектора Германовичи – Дроздовичи – Бильче-Волиця ведутся ещё с 2015 г. По первоначальному замыслу он должен был существенно (до 8 млрд м³) увеличить возможности реверсных поставок «голубого топлива» на Украину, а также обеспечить Польшу доступ к Бильче-Волицкому ПХГ ёмкостью около 19 млрд м³ (см. рис. 1).

Рассматривался также вариант сдачи этого подземного хранилища газа в аренду Польше за 300–400 млн долларов в год. Однако Украина пока так и не достроила необходимый для его реализации соединительный трубопровод протяжённостью 99,3 км. И всё же теперь польская сторона всерьёз рассчитывает, что интерконнектор удастся ввести в

строй в 2021 г. Подобная уверенность объясняется просто – в игру вступили США, которые заинтересованы в создании прочной базы для дальнейшего расширения экспорта СПГ в Европу, пусть даже и через «чёрный ход».

Итак, американские сланцевые операторы, несмотря на неблагоприятную экономическую конъюнктуру, обретают вполне реальную возможность закрепиться на региональном рынке, у Варшавы возникает шанс неплохо заработать на реэкспорте «голубого топлива», хотя бы частично компенсируя издержки на содержание СПГ-терминала, а официальный Киев теперь может объявить о появлении надёжного источника газового импорта, альтернативного российскому. Впрочем, в том, что даже после «перезагрузки» украинская власть будет искать «дешёвый» газ именно за океаном, сомневаться изначально не

приходилось. Что же касается мотивов и особенностей поведения её старших товарищей по новой энергетической цепочке, то для лучшего их понимания стоит обратиться к событиям весьма не-далёкого прошлого.

Много газа – тоже плохо?

Статистика американского Минэнерго беспристрастно свидетельствует, что именно 2019-й стал первым годом, когда США действительно адресовали большую часть своего СПГ-экспорта в Европу. До этого основными его потребителями были страны Латинской Америки (2016–2017 гг.) и Юго-Восточной Азии (2018 г.) Более того, в начале мая нынешнего года Еврокомиссия торжественно пообеща-

(якобы) желают испытать на прочность «газовый нерв» США. Они оперативно снизили на 18% предыдущий прогноз газовых цен до конца года (см. табл. 1), а заодно поделились своим видением возможностей стабилизации рынка.

По мнению экспертов Citigroup, в сложившейся ситуации США нужно было ограничить отправку СПГ в Европу хотя бы на два месяца, что к началу осени позволило бы рынку переварить порядка 400 млрд ф^3 «лишнего» газа без дальнейшего болезненного снижения цен, которое заставило бы экспортёров сокращать поставки. В частности, России при таком неблагоприятном сценарии предрекали 15-процентное уменьшение трубопроводного экспорта газа в Европу.

Объединённые усилия конкурирующих экспортёров не пропали даром: к концу августа цены на «голубое топливо» в Европе просели до 10-летнего минимума. А ПХГ в странах северо-западной Европы, Австрии и Италии оказались заполненными на 94% (62,3 млрд м^3). Европейские энергетические эксперты (в частности, датская PZEM и швейцарская Julius Baer Group) прогнозируют, что вскоре ПХГ «старых» членов ЕС окажутся полностью заполненными, а рынок ожидает дальнейшее падение цен и... передел экспортных ниш в пользу поставщиков, которые смогут устоять перед «медвежьим» натиском котировок.

По мнению отраслевых специалистов, удержать европейские газовые цены вблизи текущего уровня могло бы снижение поставок из России и Норвегии или хотя бы временное замораживание отгрузок СПГ из США на уже действующие приёмные терминалы. Однако все основные игроки пока продолжают упорную борьбу за европейский рынок, с нетерпением ожидая, кто же из конкурентов сдастся первым.

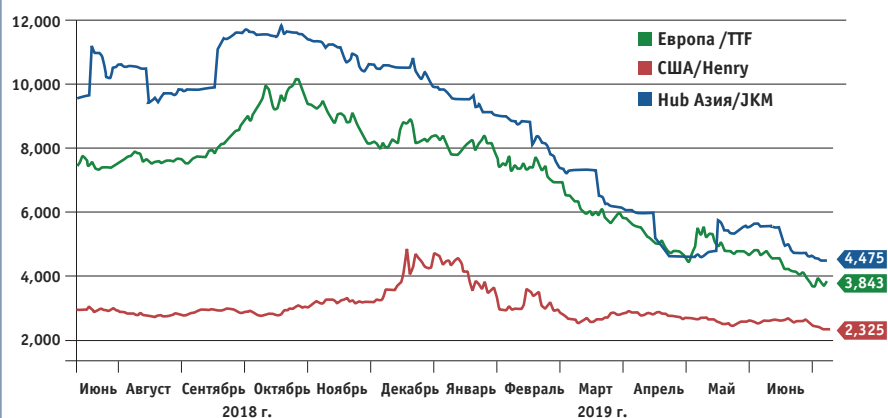
Россия: не трубой единой

Неудивительно, что сообщение ПАО «Газпром» от 29 августа о возможном сокращении поставок газа в Европу было встречено на Западе (особенно в США) с едва сдерживаемым ликованием. Такие заголовки в прессе, как «Газпром» испытывает трудные времена», «Газпрому» грозит резкое снижение газового экспорта» и даже «Газпром» уходит из Европы», дают вполне ясное впечатление об ожиданиях США и их потенциальных энергетических сателлитов (вроде Польши и Украины). На деле же, согласно официальному заявлению руководства российского концерна, в текущем году ожидается возврат к экспортным объёмам 2017 г. То есть Европа закупит порядка 192 млрд м^3 (около 6,8 трлн ф^3) российского трубопроводного газа. Это только на 4–4,5% меньше рекордных показателей 2018 г. (и в три раза меньше пессимистических оценок Citigroup). Что же касается цен, то даже с учётом

13-процентного снижения по сравнению с прошлым годом их средний уровень в 2019 г. составил 230–235 долл./тыс. м^3 .

Как бы за рамками этого «обнадеживающего» США заявления остаётся тот факт, что наряду с некоторым уменьшением объёмов трубопроводного экспорта в Европу Россия активно наращивает поставки сжиженного «голубого топли-

Рис. 2. Сравнительная динамика цен на природный газ в США, Европе и Азии, долл./млн БТЕ



Источники: Bloomberg.

ла Вашингтону удвоить объёмы закупок СПГ в ближайшие пять лет, доведя их к 2023 г. до эквивалента 8 млрд м^3 регазифицированного «голубого топлива».

Заметим, что дополнительную привлекательность в глазах европейцев заокеанский СПГ обрёл на фоне реальной угрозы повышения Белым домом ввозных пошлин на сталь, алюминий и легковые авто. Однако пять лет – немалый срок, а обещать – не значит жениться, то есть ускоренными темпами строить приёмные СПГ-терминалы. К тому же уже к концу мая европейский рынок оказался буквально переполнен «голубым топливом». В результате цены на него рухнули более чем в два раза по сравнению с летом 2018 г., демонстрируя достаточно устойчивую тенденцию к дальнейшему снижению (см. рис. 2).

Одними из первых забили тревогу аналитики Citigroup, традиционно усмотрев в обвале цен происки русских, которые

Табл. 1. Прогноз средних цен на природный газ во II полугодии 2019 г. по основным регионам, долл./млн БТЕ

Регион/индикатор	
США/Henry Hub	2,50
Европа/TTF	5,0
Азия/ЖКМ	5,8

Источники: Citigroup.

Но чуда, как и следовало ожидать, не произошло – ответом США на тревожные прогнозы стал ввод в эксплуатацию четвёртого СПГ-терминала (Cameron, штат Луизиана), первый танкер с которого отправился к берегам Франции 31 мая. Кстати, накануне этого знаменательного события американский СПГ получил новое официальное название – «газ свободы», – данное ему замминистра энергетики США Марком Менезесом при «крещении» очередного проекта нового экспортного терминала Freeport LNG (штат Те-

ва». Согласно подсчётам Международной группы импортёров сжиженного газа (GIIGNL), по итогам 2018 г. европейцы получили 4,43 млн т российского СПГ – больше на континент в рассматриваемый период поставили лишь Катар, Алжир и Нигерия. В 2019-м положение России в СПГ-сегменте европейского рынка ещё более укрепилось. По данным аналитиков Wood Mackenzie, только за I полугодие эти поставки достигли 8 млн т, что вывело нашу страну уже на второе место среди его экспортёров (после Катара).

От того, что львиная доля прироста объёмов СПГ-экспорта была достигнута за счёт продукции ПАО «НОВАТЕК», а не «Газпрома», закупленный европейцами газ не стал менее российским. Так что общий итог для американских операторов представляется малоутешительным. В сложившейся обстановке США требуются преданные европейские союзники, не только послушно покупающие «голубое топливо», пусть даже по завышенным ценам, но и готовые предоставить своему старшему партнёру доступ к обширному ПХГ, в которых заокеанский газ может спокойно дожидаться более благоприятной рыночной конъюнктуры. Как и следовало ожидать, кандидаты на подобную роль нашлись очень быстро...

ЦЕНА НЕ ИМЕЕТ ЗНАЧЕНИЯ

12 июня польский энергетический концерн PGNiG объявил об очередном увеличении объёмов импорта сжиженного газа из США. Польша выразила готовность ежегодно закупать у американской Venture Global 2,5 млн т сжиженного газа вместо 1 млн т, что предусмотрено ранее заключённым контрактом. Поставки должны начаться в 2023 г. с нового терминала Plaquemines (штат Луизиана), строительство которого ещё предстоит завершить. С учётом соглашений, заключённых с различными американскими операторами в октябре – декабре прошлого года, Польша рассчитывает ежегодно закупать в США до 7 млн т СПГ в течение 20 лет (см. табл. 2).

Как видим, в случае успешной реализации этих планов Евросоюз сможет выполнить (и даже перевыполнить!) свои обязательства по закупке сжиженного газа США за счёт одной только Польши. К этому стоит прибавить 2,17 млн т СПГ (около 2,9 млрд м³ после регазификации), которые Польша уже получает по долгосрочному (до 2034 г.) контракту с Катаром.

Табл. 2. Ожидаемые объёмы поставок СПГ из США в Польшу в 2023–2042 гг.; СПГ (млн т) и регазифицированный эквивалент (млрд м³)

Компания	Терминал	Степень готовности	Отгрузки СПГ, млн т	Ревазифицир. эквивалент, млрд м ³
Cheniere	Sabine Pass	Работает	1,44	1,95
Venture Global	Plaquemines	Строится	2,5	3,38
	Calcasieu Pass	Строится	1,0	1,35
Sempra Energy	Port Arthur	Строится	2,0	2,7
Всего			6,94	9,38

Источники: PGNiG, Reuters, Министерство энергетики США

Таким образом, к моменту обещанного (и широко разрекламированного как польскими, так и другими западными медиа) отказа продлить договор с «Газпромом» после 2022 г. официальная Варшава надеется дополнительно обеспечить себе до 12,3 млрд м³ «голубого топлива» в год за счёт импорта СПГ. С учётом текущего состояния внутреннего энергорынка страны это может показаться достаточным, чтобы не только обеспечить относительно безболезненное расставание с российским газом, но и подзаработать на перепродаже излишков заокеанского. Однако при сохранении наблюдаемого динамичного роста потребления газа на фоне последовательного снижения его добычи (см. рис. 3) подобные надежды представляются избыточно оптимистичными.

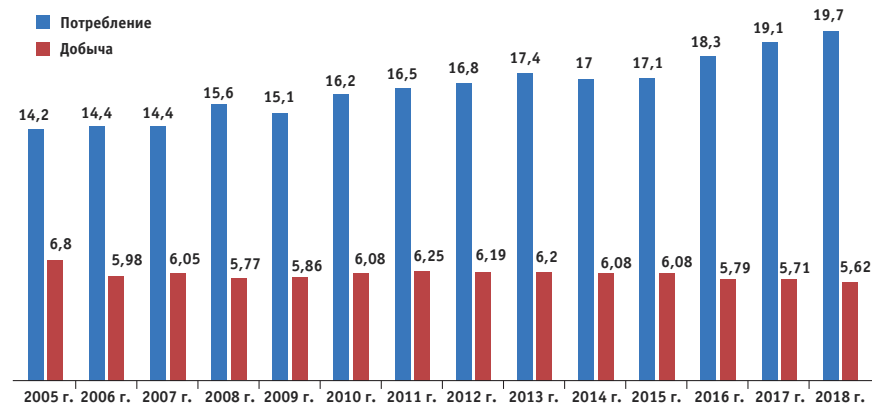
Действительно, к началу 2023 г. внутреннее потребление газа в Польше, если учесть существующие темпы изменения показателей, может достичь 22–23 млрд м³, в то время как собственная добыча просядет до 5,2–5 млрд м³. Нехватка 5–6 млрд м³ в год грозит стране ощутимым газовым голодом, даже если все новые американские экспортные терминалы будут своевременно введены в строй.

Также неясно, как Польша собирается обеспечить приём и регазификацию ре-

кордных объёмов СПГ. Мощность терминала в Свиноуйске составляет 5 млрд м³ в год и при необходимости может быть увеличена лишь до 7–7,5 млрд м³. Правда, компания PGNiG неоднократно заявляла о своих планах приобретать СПГ ещё в порту отгрузки на условиях FOB (Free on board) с последующей перепродажей в третьей стране, в том числе и без ввоза в Польшу. В ближайшие 2,5 года это теоретически представляется возможным, особенно если цены на европейском и азиатском рынках возобновят свой рост. А вот потом импортного «голубого топлива» для перепродажи может и не остаться: в первую очередь придётся позаботиться о наполнении внутреннего рынка.

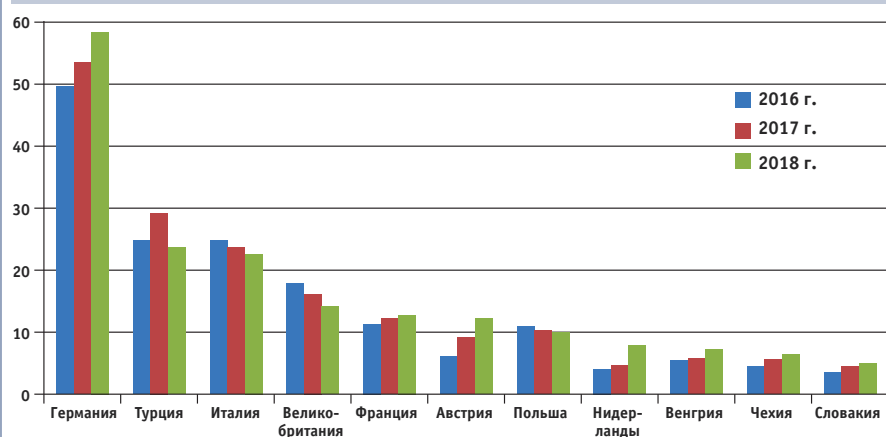
Неудивительно, что одновременно с массивным увеличением закупок СПГ Варшава рассчитывает на получение из Норвегии до 10 млрд м³ газа в год по трубопроводу Baltic Pipe. Однако надежд на то, что эта подводная труба (чей предполагаемый маршрут пересекает трассу «Северного потока – 2») будет вовремя введена в эксплуатацию, остаётся всё меньше. Пока же, несмотря на категорическое заявление о скором и полном отказе от российского газа, Польша занимает седьмое место в Европе по его закупкам. Кстати, темпы снижения газо-

Рис. 3. Объёмы потребления и собственной добычи природного газа Польшей, млрд м³



Источники: BP, Statista.com, OPEC, CEICdata.com.

Рис. 4. Ведущие европейские страны-импортёры российского газа, млрд м³



Страна	2016 г.	2017 г.	Изм., %	2018 г.	Изм., %
Германия	49,831	53,440	+7,24	58,5	+9,47
Турция	24,755	29,034	+17,29	23,96	-17,5
Италия	24,689	23,811	-3,56	22,77	-4,37
Великобритания	17,912	16,263	-9,21	14,26	-12,32
Франция	11,471	12,257	+6,85	12,92	+5,4
Австрия	6,079	9,136	+50,28	12,31	+34,74
Польша	11,070	10,470	-5,42	9,86	-5,8
Нидерланды	4,218	4,650	+10,24	7,88	+69,46
Венгрия	5,537	5,795	+4,66	7,41	+27,87
Чехия	4,536	5,795	+27,76	6,49	+12,0
Словакия	3,690	4,591	+24,42	5,08	+10,65

Источники: «Газпром», Platts.

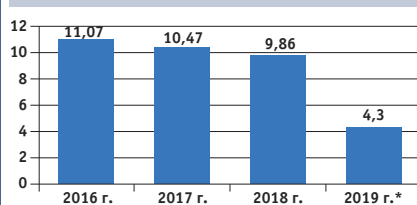
вого импорта из России на протяжении 2017–2018 гг. оставались практически постоянными (см. рис. 4) и в целом не соответствовали столь решительной декларации.

Судя по поставкам российского газа в I полугодии 2019 г., их объёмы в нынешнем году могут быть снижены от силы на 12–15%, вместо почти 30%, обещанных компанией PGNiG (см. рис. 5).

Что же касается импорта американского СПГ, то после длительного периода обещаний и по большей части демонстративных поставок (едва по одной в год!) за первые шесть месяцев 2019 г. терминал в Свиноуйсце успел принять пять танкеров (см. табл. 3). То есть почти столько же, сколько было направлено из США в Италию или Францию за весь 2018-й!

Руководство PGNiG усиленно рекламирует «дешевизну» американского газа по сравнению с российским (на 20–30%!). Однако отнюдь не торопится назвать его реальную цену. Между тем, судя по информации компаний-экспортёров и Министерства энергетики США, если в 2018 г. СПГ обошёлся полякам в среднем на 13% дороже, чем другим европейским покупателям, то в I полугодии 2019-го они

Рис. 5. Объёмы импорта Польшей российского газа, млрд м³



* За I полугодие.

Источники: «Газпром», Platts, PGNiG

переплачивали «всего лишь» порядка 11,5%: 6,1 долл. вместо 5,4 долл./млн БТЕ. И это ещё с учётом средних цен – при подробном анализе отдельных отправок переплата оказывается ещё больше. Так, всего лишь две партии СПГ (отправленные с терминала Sabine Pass в январе и марте) были приобретены по

ставке 4,19 и 3,28 долл./млн БТЕ (порядка 121–155 долл./тыс. м³) соответственно, то есть с относительно скромной (в пределах 1,2–0,5 долл./млн БТЕ) надбавкой к текущему значению индекса Henry Hub. За остальные же три отгрузки (две с Sabine Pass и одну с Cove Point) компании PGNiG пришлось заплатить с учётом расходов на сжижение газа, что подняло цену уже до 7,49–8,42 долл./млн БТЕ (около 277–311 долл./тыс. м³). После регазификации и перекачки конечным потребителям эти показатели могут оказаться ещё выше.

Представляется сомнительным, чтобы польские налогоплательщики были в восторге от перспективы переплачивать 50–70 долларов за каждую тысячу кубометров «газа свободы», особенно при явно медвежьей динамике цен в Европе. Сама же PGNiG, как национальный оператор, вряд ли решится пожертвовать прибылью от перепродажи столь «выгодно» приобретённого СПГ. Выход напрашивается сам собой: использовать (пока это ещё возможно) дешёвый русский газ для поддержания баланса на внутреннем рынке, а регазифицированный СПГ реализовывать за пределами страны. Но кто же сегодня готов приобретать «голубое топливо» по отнюдь не рыночной цене?

Украина: полный анбандлинг

Согласно исследованиям Федеральной комиссии США по регулированию энергетики (FERC), найти послушного покупателя достаточно сложно (см. рис. 6).

Украина на этом фоне оказалась сущей находкой – как для американских сланцевых операторов и экспортёров СПГ, так и для их польских контрагентов. Государственный монополист – НАК «Нафтогаз» – ещё в 2015–2016 гг. освоил нехитрый бизнес: вместо прямого импорта газа из России закупать его по реверсу в Словакии, Венгрии и Польше, а после – продавать с наценкой на внутреннем рынке. Вплоть до апреля 2019 г. украинцы переплачивали порядка 40–60 долларов за каждую тыс. м³ «европейского» газа, зато «Нафтогаз» из убыточного превратился в прибыльное предприятие с рекордными зарплатами топ-менеджеров.

Табл. 3. Динамика поставок американского СПГ в Польшу, млн ф³

	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.*
Кол-во судов (отгрузок)	–	1	1	5
Объём поставок, млн ф³	–	3440	3230	16800
Ср. цена в пункте отгрузки, долл./млн БТЕ	–	4,10	6,85	6,1

* С 1.01 по 30.06.2019 г.

Источники: Cheniere Energy, Dominion Energy, Министерство энергетики США.

Рис. 6. Цены на природный газ по основным регионам мира в июне 2019 г., долл./млн БТЕ



ления ПАО «Газпром» Алексея Миллера, в случае заключения прямого контракта на импорт «голубого топлива» из России конечные украинские потребители смогут рассчитывать на 25-процентное снижение цен. Газ дешевле 200 долл./тыс. м³ – достаточно привлекательное предложение для населения самой бедной страны в Европе. Но пойдут ли на это украинские власти, которые, похоже, не собираются учитывать ни государственные интересы страны, ни ожидания населения.

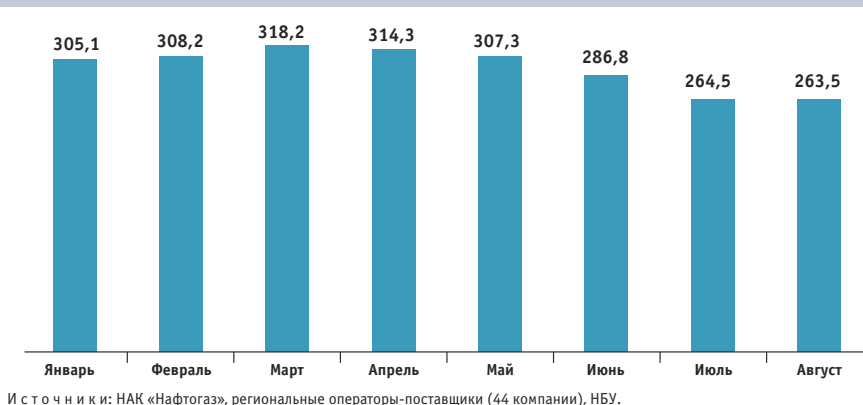
Не прошло и двух недель после заключения газового «пакта трёх», как его участники предприняли новое наступление на энергетическом фронте. 10 сентября Европейский суд отменил разреше-

Смена власти в Киеве (по итогам президентских выборов) заставила несколько модернизировать схему откровенного ограбления населения. «Нафтогаз» разработал новую формулу расчёта цен на «голубое топливо», применение которой позволило ежемесячно объявлять о «решительном» снижении тарифов в национальной валюте. Однако с учётом искусственного укрепления гривны (почти на 13% с начала года) долларové цены на газ так и остались на впечатляющем уровне (см. рис. 7).

В среднем с начала 2019 г. газ обходился «маленьким украинцам» по 296 долл./тыс. м³, то есть на 60 долларов дороже, чем европейцам, приобретающим его у «Газпрома». Иными словами, за восемь месяцев текущего года средняя цена «голубого топлива» на Украине составила порядка 8 долл./млн БТЕ с максимальным значением 8,6 доллара (март) и минимальным – 7,12 доллара (август). Это настоящий заповедник для экспортеров СПГ на карте Европы, который США и Польше теперь и предстоит освоить. Тем более что новые киевские власти готовы на всё, чтобы максимально полно удовлетворить все желания своих старших партнёров.

Так, свеженазначенный глава украинского Минэнерго Алексей Оржель уже назвал первоочередными задачами своего министерства увеличение объёмов экспорта американского газа на Украину через польский СПГ-терминал. Руководство Минэнерго также подчёркивает необходимость скорейшего анбандлинга (разделения) «Нафтогаза» с созданием независимого (от Украины) оператора

Рис. 7. Средняя цена на природный газ для населения Украины в 2019 г., долл./тыс. м³



национальной газотранспортной системы и (не исключено) отдельной международной компании для управления украинскими подземными газовыми хранилищами.

При этом украинская сторона не скрывает, что выбор оптимальной модели реорганизации энергетического сектора производится только после консультаций с «американскими партнёрами». А реализацию всех реформ необходимо осуществить до заключения нового контракта с «Газпромом» на транзит газа в Европу. Таким образом, вторая по пропускной способности ГТС (более 170 млрд м³/год) и крупнейшие на континенте ПХГ (31 млрд м³) должны в максимально сжатые сроки перейти под внешнее управление, в то время как сама Украина (вслед за Польшей) сможет наслаждаться столь дорогим «газом свободы».

Теоретически выбор у Киева ещё есть. Согласно заявлению председателя прав-

ление Еврокомиссии, позволяющее «Газпрому» использовать более 50% мощности газопровода OPAL (сухопутная составляющая «Северного потока – 1»). Решение суда было принято по иску Польши, которая при этом декларировала защиту интересов <...> Украины.

В частности, глава польского Минэнерго Кшиштоф Тхужевский полагает, что вынужденное сокращение поставок по «Северному потоку» заставит Россию продолжить транзитные поставки по украинской ГТС. А руководство компании PGNiG подсчитало, что «Газпрому» придётся увеличить прокачку газа через Украину минимум на 12,5 млрд м³ в год. Расчёт очевиден: чем больше трудностей и препятствий будет создано на пути «голубого топлива» из России, тем больше перспектив для заокеанского «газа свободы». Борьба за передел экспортных ниш на европейском рынке продолжается, а значит – продолжение следует. ■



Непредсказуемый манёвр

Несмотря на очередные налоговые новации, отечественные ВИНК продолжают развивать нефтепереработку

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

На фоне нестабильных цен на углеводородное сырьё надёжным способом снижения рисков нефтегазового комплекса служит развитие переработки. Как правило, производство и реализация нефтепродуктов являются более маржинальными видами деятельности, чем поставки сырой нефти на внутренний рынок или на экспорт. Но это только при условии правильной настройки налоговой системы. До недавнего времени было действительно выгодно развивать нефтепереработку в России из-за разницы в ставке таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты. С одной стороны, это позволило ударными темпами провести модернизацию отрасли, ввести в эксплуатацию значительное количество новых установок. С другой стороны, ряд экспертов обвинил отечественную нефтепереработку в необоснованном получении слишком больших государственных субсидий. Сегодня, когда параметры фискальной политики вновь откорректированы, переработка в России уже не кажется таким прибыльным бизнесом. А ряд небольших заводов оказались даже под угрозой банкротства. Тем не менее модернизация мощностей отечественной нефтепереработки всё же продолжается.

ПРОЩАЙТЕ, СУБСИДИИ

По данным ЦДУ ТЭК, в 2018-м по сравнению с предыдущим годом общий объём первичной переработки нефтяного сырья в России увеличился на 2,5% (или на 7 млн т) и составил 286,9 млн т. Тем самым был прерван нисходящий тренд предыдущих трёх лет, и отрасль немного не дотянула до рекордного уровня производства 2014 г. (289 млн т).

Вместе с тем, растёт глубина переработки. Если в 2010 г. она составляла 70,9%, то к 2017-му достигла 81,3%, а в прошлом году равнялась 83,4%. Однако и этот показатель нельзя назвать слишком высоким. Так, в США глубина переработки нефти – 90–95%, а на самых современных предприятиях доходит до 98%; в странах-членах ОПЕК данный показатель в среднем равен 85%, в Европе – 85–90%.

Одновременно повышается выход светлых нефтепродуктов – с 55,7% в 2010 г. до 62,2% в 2018-м. Это обусловлено масштабной модернизацией отечественных НПЗ, которая осуществляется в последние годы. По данным Минэнерго, в период 2011–2017 гг. были построены или реконструированы 78 установок вторичной переработки. В целом же нефтяные компании взяли на себя обязательства до 2027 г. создать с нуля или модернизировать 127 установок вторичных процессов.

До 2016 г. модернизация НПЗ была направлена в основном на повышение качества получаемой продукции. Затем началась реализация второго этапа, нацеленная на углубление процессов переработки сырья. В результате ожидается, что производство бензина к 2020 г. возрастет до 41,4 млн т, дизельного топлива – до 90 млн т, а глубина переработки достигнет 85%.

В то же время в период 2014–2018 гг. в России произошло существенное сокращение объемов производства топочного мазута – на 41%. Это, безусловно, является положительной тенденцией, свидетельствующей об углублении переработки и сокращении выхода низкокачественной и низкомаржинальной продукции.

А к числу негативных тенденций в нефтепереработке, проявившихся в последние годы, можно отнести сокращение загрузки предприятий, что ведёт к уменьшению их рентабельности.

В последние годы развитию нефтепереработки способствовал так называемый большой налоговый манёвр в нефтяной отрасли. За счёт того что экспортные пошлины на нефтепродукты оказались ниже, чем пошлины на сырую нефть, отечественные НПЗ фактически субсидировались государственным бюджетом. В результате, по оценкам Минфина, потери казны только в 2017 г. составили 600 млрд рублей. А в 2018 г., в связи с восстановлением цен на нефть, эта сумма достигла 700 млрд рублей.

Причём, по расчётам компании Vygon Consulting, немалая часть субсидий (около 100 млрд рублей в год) приходилась на долю так называемых самоваров – примитивных заводов, которые либо отправляют свои полупродукты за рубеж (где они подвергаются дальнейшей переработке), либо реализуют суррогатные топлива на внутреннем рынке. То есть поддержку получали те предприятия, которые меньше всего её достойны.

Изменить ситуацию в нефтепереработке была призвана завершающая стадия налогового манёвра. Законы о её введении в

действие подписаны в августе 2018 г. Эти новации предполагают постепенное, на протяжении шести лет, обнуление экспортных пошлин и одновременное повышение НДС на нефть. Поскольку рост НДС неизбежно вызовет подорожание нефти на внутреннем рынке, для защиты НПЗ вводится механизм отрицательного акциза на сырьё. Но претендовать на него могут только те предприятия, которые отвечают как минимум одному из трёх критериев.

Первый критерий – поставки на внутренний рынок автобензина Класа 5 и нафты для нефтехимии составляют не менее 10% от объёма переработки.

Второй критерий – завод принадлежит компании, попавшей под секторальные санкции.

Третий – НПЗ заключил соглашение о модернизации, объём инвестиций в рамках которого составляет не менее 60 млрд рублей, либо же после завершения всех мероприятий доля производства автобензина составит не менее 10% от объёма переработки. Причём такое соглашение могут заключить лишь заводы, перерабатывавшие в 2017 г. не менее 600 тыс. т сырья.

Иными словами, целью завершающей стадии налогового манёвра должно было стать фактическое уничтожение «самоваров» за счёт прекращения субсидирования простой перегонки.

Девять заводов – Антипинский НПЗ, Афи́нский, Ильский Мари́йский, Новошахтинский, Славянский, Яйский, «Орскнефтеоргсинтез» и «ТАНЕКО» – воспользовались возможностями, предоставляемыми новым законом, и в январе 2019 г. подписали модернизационные соглашения. В совокупности они взяли на себя обязательства инвестировать в модернизацию своих мощностей 300 млрд рублей и достичь необходимых показателей по поставкам моторных топлив на внутренний рынок.

Завершающая стадия налогового манёвра также предусматривает введение логистических коэффициентов к отрицательному акцизу на нефть. Благодаря этому поддержку получат предприятия, удалённые от транспортной инфраструктуры или внешних границ РФ. К числу таковых отнесены, в частности, Антипинский, Ачинский, Омский НПЗ, Ангарская НХК, «Ухта-нефтепереработка», Сургутский ЗСК, Уренгойский ЗПКТ, Нижневартовское НПО.

Ушедший «золотой век»

Насколько эффективным оказался этот «последний аккорд» налогового манёвра? По мнению директора департамента переработки нефти и газа Минэнерго Анто-

на Рубцова, в налоговой сфере сегодня нормативная база вполне достаточна для дальнейшего развития нефтепереработки. Последние нормативные решения, в том числе по отмене экспортных пошлин, обозначили правила игры в данном секторе на период до 2024 г. и дальше, создали ряд серьёзных стимулов, например обратные акцизы. Главные направления в развитии отрасли – это создание отечественных технологий и более чёткая ориентация на нефтехимию, то есть на последующее производство продукции высоких переделов.

Однако у экспертов возникло немало вопросов к налоговым новациям. Прежде всего, следует отметить, что в 2019 г., судя по всему, не сохранится тенденция прошлого года и показатели отрасли снова сократятся. По данным Минэнерго, за шесть месяцев 2019-го первичная переработка на российских НПЗ составила 137,4 млн т, что на 3,2 млн т меньше показателя аналогичного периода предыдущего года. И в первую очередь это связано с банкротством Антипинского НПЗ.

Остановка Антипинского НПЗ обусловлена целым рядом причин, среди которых перебои с поставками сырья. Но ряд экспертов видят в этом и последствия недостаточности продуманного налогового манёвра (точнее, его завершающей стадии). Так, по мнению директора Института проблем глобализации Михаила Делягина, в России создаётся ситуация, когда нефтепереработка, как и нефтехимия, становится нерентабельной отраслью. По его словам, крупные корпорации дотируют свою нефтепереработку за счёт прибыли, «а когда мы имеем независимые нефтеперерабатывающие заводы, выясняется, что работать они не могут».

При этом эксперты отмечают, что в ближайшее время могут закрыться ещё как минимум пять небольших НПЗ. Под угрозой и крупные проекты, в частности строительство мощностей Восточной нефтехимической компании («Роснефть»). Так, по данным старшего аналитика «БКС Премьер» Сергея Суверова, внутренняя норма доходности (IRR) данного проекта ещё в 2017 г. составляла 10–15%, а теперь она ушла в отрицательную зону.

«Правительство стало готовить настоящую программу по уничтожению нефтепереработки в России. В чём она состояла? Тщательно, эшелонировано подготовили фиксацию цен на бензин и дизельное топливо административными мерами и одновременно подготовили повышение налогового бремени на нефтепереработку. В результате, как мы знаем, 31 октября бы-



ли зафиксированы цены на бензин, а с 1 января в полтора раза увеличили налоговую нагрузку на нефтепереработку. Сюда вошло всё: и налог на добычу полезных ископаемых, то есть налоговый манёвр, и повышение акцизов в полтора раза, и рост НДС, и рост тарифов на перевозку бензина и, естественно, сырой нефти. Всё вместе сделало нефтеперерабатывающие заводы в России нерентабельными... Все 37 крупных заводов и все 22 мелких нефтеперерабатывающих завода – все стали убыточными», – отмечает ведущий эксперт Союза нефтегазопромышленников России Рустам Танкаев.

Эксперты также подчёркивают, что та задача, которая ставилась ещё в 2011 г., при подписании четырёхсторонних соглашений между нефтяными компаниями, Федеральной антимонопольной службой, Ростехнадзором и Росстандартом, так и не была выполнена. В частности, в ходе «круглого стола» в Государственной Думе начальник отдела Управления по надзору за объектами нефтегазового комплекса Ростехнадзора Владимир Нарышев (в чью компетенцию входит мониторинг выполнения четырёхсторонних соглашений) отметил снижение темпов модернизации и введения новых нефтеперерабатывающих мощностей после 2015 г. Согласно упомянутым соглашениям, в 2015–2020 гг. компании планировали ввести в эксплуатацию 95 млн т новых мощностей вторичной переработки. В настоящий момент из них введено 14% (13,4 млн т), а 32% (30,5 млн т) вовсе исключено из планов. Физический износ основных фондов по-прежнему вызывает

опасения. И получается, что отрасль введена в режим выживания и думать о новой масштабной волне модернизации не приходится.

Свою обеспокоенность состоянием дел в отрасли высказывает и член Совета Федерации Юрий Важенин. По его мнению, золотым веком отечественной нефтепереработки был период 2011–2015 гг. Теперь же он, увы, закончился. Налоговый режим остаётся нестабильным, правила ценообразования на ГСМ менялись за последний год трижды. При этом не созданы условия для строительства новых мощностей, развития конкуренции производителей, практически нет отечественных технологий и оборудования.

Тем не менее отечественные ВИНК продолжают осуществлять проекты в сфере нефтепереработки, вводят в строй новые установки на своих предприятиях.

«РОСНЕФТЬ» НАРАЩИВАЕТ МАРЖИНАЛЬНОСТЬ

Крупнейшими нефтеперерабатывающими активами в России владеет «Роснефть», её доля в отечественной переработке достигает более 35%. В нефтеперерабатывающий блок компании на территории РФ входят 13 крупных НПЗ, расположенных в ключевых регионах страны (с учётом активов ПАО АНК «Башнефть» и доли в ПАО «Славнефть-ЯНОС»).

В прошлом году на российских НПЗ компании было переработано более 103 млн т сырья, что на 2,8% больше, чем за предыдущий год. Выход светлых нефтепродуктов составил 58,1%, глубина переработки – 75,1%. Производство автобензинов и

дизельного топлива Класса 5 в 2018 г. увеличилось на 2%.

«Роснефть» также владеет долями в ряде перерабатывающих активов за рубежом – в Германии, Белоруссии и Индии. В ФРГ ей принадлежат доли (от 24 до 54%) в трёх высокоэффективных НПЗ – MiRO, Bayernoil и PCK, – а в Белоруссии она косвенно владеет 21% акций ОАО «Мозырский НПЗ». В прошлом году на заводах Германии было переработано 11,5 млн т, на Мозырском НПЗ – 2,1 млн т (доли «Роснефти»). Также компания контролирует 49-процентную долю во втором по величине индийском НПЗ Вадианар, мощность которого равняется 20 млн т в год.

В прошлом году в Рязанской НПЗ были завершены масштабные работы по реконструкции комплекса установки гидроочистки дизельного топлива ЛЧ-24/7. Это позволит значительно улучшить технико-экономические показатели работы установки. На Ярославском НПЗ одобрена предынвестиционная стадия бизнес-проекта «Строительство комплекса глубокой переработки нефти».

В 2018 г. расширен ассортимент продукции, выпускаемой на отечественных НПЗ компании. Так, на Уфимской группе и Саратовском НПЗ начато производство бензинов АИ-95 Евро-6, превосходящих по экологическим и эксплуатационным показателям топливо класса Евро-5. В Рязанской НПЗ была выпущена первая партия высокооктанового бензина Pulsar-100. Топливо позволяет повысить эффективность работы высокофорсированных двигателей, а также обладает повышенными экологическими свойствами. На Уфим-

ской группе НПЗ стартовало промышленное производство дорожных битумов, соответствующих требованиям нового межгосударственного стандарта.

На «Уфаоргсинтезе» завершена модернизация установки по производству изопропилбензола (кумола). Причём впервые в России применена новая, более эффективная и экологически чистая технология.

В 2018 г. в рамках программы импортозамещения на Куйбышевском НПЗ и в Рязанской НПЗ была произведена замена зарубежных катализаторов для установок производства водорода на катализаторы отечественного производства. Они выпускаются на принадлежащем компании Ангарском заводе катализаторов и органического синтеза. А летом нынешнего года «Роснефть» провела на одном из башкирских НПЗ успешные испытания первой партии собственного катализатора для процесса гидроочистки дизельного топлива. Этот катализатор выпускается на предприятии «РН-Кат», созданном компанией совместно со Стерлитамакским заводом катализаторов.

Следуя общеотраслевой тенденции, «Роснефть» уделяет много внимания цифровизации своих активов, в том числе и в сфере переработки. В прошлом году на Сызранском НПЗ были реализованы масштабные программы технического перевооружения испытательного центра нефти и нефтепродуктов – центральной заводской лаборатории. На Комсомольском НПЗ операторная центра управления производством была оснащена передовым цифровым оборудованием, которое позволило наладить контроль за параметрами работы основных технологических установок предприятия. Внедрение современных информационных решений дало возможность компании повысить эффективность технологических процессов, обеспечить стабильность работы оборудования, усилить систему контроля качества продукции, значительно повысить уровень промышленной безопасности, а также эффективность работы инженерного персонала.

Конечно, у компании есть и свои проблемы в секторе downstream. Так, для нефтеперерабатывающих предприятий «Роснефти» характерна значительная удалённость от экспортных рынков, что ограничивает экономическую эффективность переработки. Чтобы снизить негативное влияние данного фактора, продолжается работа по подключению НПЗ компании к системе магистральных продуктопроводов «Транснефти».

Что касается планов на будущее, то «Роснефть» намерена завершить основную часть проектов по модернизации и строительству новых перерабатывающих мощностей до 2023 г. Как заявил глава компании И. Сечин, совокупные инвестиции в программу обновления перерабатывающих активов оцениваются в 1,4 трлн рублей, причём к лету нынешнего года было профинансировано более 60% этого объёма. В результате к 2023 г. выход светлых нефтепродуктов на российских НПЗ компании увеличится до 70%.

В частности, на Туапсинском НПЗ запланировано строительство комплекса гидроочистки дизтоплива на 4 млн т, на Ачинском НПЗ – комплекса гидрокрекинга ВГО на 2 млн т и запуск установки замедленного коксования на 1 млн т. На Комсомольском НПЗ компания намерена ввести в эксплуатацию комплекс гидрокрекинга ВГО на 2 млн т в год, аналогичный объём запланирован на Новокуйбышевском НПЗ. Также на предприятии намечается построить УЗК мощностью 1,5 млн т. Кроме того, планируется завершить восстановление установки гидрокрекинга на НПЗ компании «Башнефть-Уфанефтехим» и провести реконструкцию комплекса гидроочистки дизтоплива на 3,2 млн т на одном из заводов Уфимской группы.

На Рязанской НПЗ намечено сооружение комплекса гидрокрекинга ВГО на 2 млн т, на Сызранском НПЗ – каталитического крекинга на 1,15 млн т, на Куйбышевском НПЗ – комплекса очистки ВГО на 2 млн т. На АНХК предполагается построить установки гидроочистки дизтоплива и бензина мощностью 4 и 0,5 млн т соответственно.

«Ключевой эффект от этих проектов – повышение маржинальности бизнеса нефтепереработки за счёт увеличения объёмов производства высококачественных нефтепродуктов и сокращения выпуска мазута, что также позволит нивелировать негативный эффект от ввода новых стандартов качества Международной морской организации», – заявил И. Сечин.

«ЛУКОЙЛ» ПЕРЕХОДИТ НА НЕФТЕХИМИЮ

Компания «ЛУКОЙЛ» владеет четырьмя НПЗ в России (Пермь, Волгоград, Нижний Новгород, Ухта) и тремя в Европе (Италия, Румыния, Болгария). Также ей принадлежит 45-процентная доля завода в Нидерландах. Суммарная мощность этих предприятий достигает 84,6 млн т, что практически соответствует объёму добычи нефти компании в 2018 г. В прошлом году на НПЗ «ЛУКОЙЛа» было переработано 67,3 млн т сырья – 43,2 млн т (64,19%) на территории РФ и 24,1 млн т (35,81%) за рубежом.

Как отмечают в «ЛУКОЙЛе», его НПЗ располагают современными конверсионными и облагораживающими мощностями и выпускают широкий спектр качественных нефтепродуктов. Отечественные заводы по технологическому уровню и показателям эффективности превосходят среднероссийский уровень, а европейские – не уступают конкурентам и расположены вблизи ключевых рынков сбыта.

Именно «ЛУКОЙЛ» стал лидером программы модернизации российских НПЗ в рамках 4-сторонних соглашений. Он, несмотря на налоговый манёвр, не перенёс и не сдвинул ни один из своих проектов в сфере переработки, первым отразил в отчёте о том, что программа обновле-



ния мощностей выполнена, объёмы и качество продукции выведены на ранее запланированные рубежи.

Поэтому теперь компания приступила к реализации точечных проектов, направленных на улучшение продуктовой корзины. Крупнейший из них – комплекс замедленного коксования на Нижегородском НПЗ мощностью 2,1 млн т. Его планируется запустить в производство в 2021 г., это будет способствовать сокращению производства мазута предприятиями «ЛУКОЙЛа» в два с половиной раза. Сырьём для данного комплекса станут тяжёлые остатки нефтепереработки, а основными видами продукции – дизельное топливо, прямогонный бензин и газовые фракции, а также тёмные нефтепродукты – вакуумный газойль и кокс.

Другим точечным проектом является строительство на Нижегородском НПЗ установки изомеризации мощностью 0,8 млн т, которая позволит нарастить производство автомобильных бензинов.

Примечательно, что в отличие от других ВИНК, «ЛУКОЙЛ» не жалуется на тяжёлые последствия завершающей стадии налогового манёвра и заявляет о высокой доходности своих инвестиций в модернизацию НПЗ. По оценке представителей руководства компании, маржа переработки нефти на её российских заводах в январе – апреле нынешнего года составила 9 долл./барр., в то время как в Европе этот показатель равнялся 5 долл./барр.

Как отмечают в компании, в Европе, в связи со снижением спроса на дизтопливо на фоне ужесточения экологических норм в регионе, её дальнейшая экспансия на рынок нефтепродуктов маловероятна. Хотя некоторому росту потребления дизтоплива будет способствовать вводимый с начала следующего года запрет на использование судового топлива с содержанием серы выше 0,5%, который де-факто означает сокращение применения флотского мазута. Учитывая эти рыночные ограничения, «ЛУКОЙЛ» делает ставку на глубокую переработку, то есть на развитие нефтехимических и газохимических мощностей. В ближайшее время компания намерена представить новую газовую стратегию, включающую проекты по переработке сырья.

В частности, компания рассматривает проект строительства мощностей по производству 1 млн т полиэтилена и 500 тыс. т полипропилена. Спрос на эти продукты растёт гораздо быстрее, чем российский ВВП. Прежде в качестве площадки для размещения новых нефтехимических

мощностей рассматривался Нижегородский НПЗ, но теперь руководство компании больше склоняется к варианту Пермского НПЗ. На данном предприятии имеются большие объёмы этана, сжиженных углеводородных газов и лёгкой нефти, которые могут служить сырьём для нефтехимических процессов.

У «ЛУКОЙЛа» уже есть опыт в сфере нефтехимии. На его заводе «Ставролен» в Будённовске производится около 120 тыс. т полипропилена в год, ещё около 80 тыс. т выпускает «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» в Болгарии. Мощности обоих предприятий в ближайшие пять лет намечается расширить.

Второй этап «Газпром нефти»

В свою очередь, «Газпром нефть» завершила первый этап масштабной модернизации нефтеперерабатывающих заводов и перешла к реализации второго этапа. Его

самая мощная в России и Европе установка изомеризации лёгких бензиновых фракций, новый комплекс гидроочистки дизельного топлива и бензина каталитического крекинга, модернизированы комплекс глубокой переработки мазута КТ-1/1 и битумная установка.

Задача второго этапа модернизации ОНПЗ – довести глубину переработки до 97%, а производство светлых нефтепродуктов – до 80%. Для этого сегодня на предприятии ведётся строительство новых установок первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ, комплексов замедленного коксования и глубокой переработки сырья. Благодаря новым технологиям завод более чем на 6% увеличит выход очищенных светлых нефтепродуктов.

Процесс модернизации Московского НПЗ длится с 2011 г. В прошлом году завод переработал 10,5 млн т нефти, повысив выход светлых нефтепродуктов до



«Газпром нефть»

цель – увеличение к 2025 г. глубины переработки до 95%, выхода светлых нефтепродуктов до 80%.

В состав компании входят Омский и Московский НПЗ, а также перерабатывающий комплекс NIS в Сербии. Кроме того, она владеет 50-процентной долей в НПЗ «Славнефть-ЯНОС». В прошлом году объёмы переработки «Газпром нефти» составили 42,911 млн т, что на 2,5 млн т больше, чем годом ранее. При этом на долю российских заводов пришлось 39,355 млн т.

Процесс модернизации Омского НПЗ начался ещё в 2008 г. и был направлен на повышение качества нефтепродуктов. В итоге к 2015 г. завод полностью перешёл на выпуск топлива Евро-5. В технологическую цепь предприятия были включены

59%, а глубину переработки до 83%. К 2018 г. инвестиции компании в его реконструкцию составили 160 млрд рублей, а сам уровень модернизации производства достиг 80%.

Намечающийся пуск новой высокотехнологичной комбинированной установки переработки нефти «Евро+» позволит заводу увеличить выпуск авиационного и автомобильного топлива, а также вывести из эксплуатации пять установок предыдущего поколения. С завершением строительства данной установки из 40 технологических объектов предприятия 32 будут новыми или модернизированными.

Поскольку Московский НПЗ находится в черте густонаселённого столичного региона, особое значение для него имеет

повышение экологической безопасности производства. Реализация проектов в 2011–2017 гг. позволили предприятию на 50% сократить воздействие на окружающую среду. К 2020 г. завод снизит его ещё на 50%.

В 2017 г. на предприятии был введён в эксплуатацию инновационный комплекс очистки сточных вод «Биосфера», не имеющий аналогов в России. Это позволило повысить эффективность очистки сточных вод до 99,9% и перейти на замкнутый цикл водопотребления. Благодаря новому комплексу МНПЗ более чем в два с половиной раза сократил потребление речной воды и в три раза – объём сточных вод, снизив нагрузку на городские очистные сооружения.

«Газпром нефть» также внедряет на Московском НПЗ первую в российском нефтеперерабатывающем комплексе современную автоматизированную систему мониторинга воздуха. Система в реальном времени отслеживает параметры работы производственных объектов предприятия и передаёт данные контролирующим ведомствам.

«Славнефть-ЯНОС» принадлежит «Славнефти» – совместному предприятию «Газпром нефти» и «Роснефти». Предприятие входит в пятёрку крупнейших нефтеперерабатывающих заводов России. В 2018 г. на нём было переработано 15,7 млн т нефти, выпущено 8,7 млн т светлых нефтепродуктов, в том числе 1,7 млн т авиакеросина. В течение года завод освоил промышленный выпуск новых марок битума, соответствующих европейским стандартам качества.

В 2017 г. за счёт ввода в эксплуатацию установки по производству базовых масел III группы предприятие значительно расширило ассортимент выпускаемых смазочных материалов. В числе новых продуктов «Славнефть-ЯНОС» – специализированные маловязкие базовые масла, на основе которых разработаны в частности современные масла для буровых растворов Gazpromneft Drilline. Эта линейка включает четыре наименования импортозамещающей продукции с общим объёмом производства до 5 тыс. т в год.

Один из важнейших проектов «Газпром нефти» – строительство комплекса по выпуску высокотехнологичных катализаторов для нефтепереработки, которое начато в октябре нынешнего года в Омске. Новое предприятие призвано обеспечить потребности российских заводов в современных и эффективных катализаторах каталитического крекинга, гидроочистки (необходимы для получения бензина и дизтоп-



лива стандарта Евро-5) и гидрокрекинга (для процессов глубокой переработки сырья). Проект предусматривает производство 4 тыс. т в год катализаторов гидроочистки, 2 тыс. т – гидрокрекинга и 15 тыс. т – каталитического крекинга. Технологии изготовления катализаторов разработаны «Газпром нефтью» совместно с ведущими российскими научно-исследовательскими институтами. Инвестиции компании в проект составляют более 30 млрд рублей. Министерство энергетики РФ присвоило данному проекту статус национального, а в 2019 г. он получил поддержку Министерства промышленности и торговли в рамках специального инвестиционного контракта. Планируется, что строительство завода будет завершено в 2021 г.

Активный «новичок»

Единственным новым крупным НПЗ, построенным в России за последние десятилетия, является комплекс «ТАНЕКО», созданный «Татнефтью» в Нижнекамске. В декабре 2011 г. в промышленную эксплуатацию введён завод по первичной переработке проектной мощностью 7 млн т в год, на нём начато производство прямогонного бензина, технического керосина, печного топлива и других видов нефтепродуктов. В 2013 г. была проведена модернизация, позволившая увеличить производительность ЭЛОУ-АВТ-7 до 115%. Благодаря этому новый завод стал лидером по загрузке установок среди нефтеперерабатывающих предприятий РФ.

Одновременно продолжалось строительство комбинированной установки гидрокрекинга. Её конкурентным преимуществом стало совмещение с производством базовых масел II и III групп. Установка была возведена за четыре года – рекорд-

но короткий для нашей страны срок – и вступила в строй в марте 2014 г. Она рассчитана на переработку 2,9 млн т сырья в год и на выпуск дизельного топлива Клас-са 5, авиационного керосина и гидроочищенного газойля.

В 2016 г. с пуском установки замедленного коксования «ТАНЕКО» полностью прекратил выпуск тёмных нефтепродуктов.

Также с 2016 г. ведётся строительство опытно-промышленной установки гидроконверсии гудрона мощностью 50 тыс. т в год, которая призвана решить наиболее актуальную для российской нефтепереработки проблему квалифицированной переработки гудронов с максимальным выходом светлых нефтепродуктов. Министерство энергетики РФ присвоило данному проекту статус национального.

В январе 2018 г. на «ТАНЕКО» были введены в эксплуатацию установки гидроочистки нефти и изомеризации. Начало их работы стало первым этапом реализации полномасштабной схемы по выпуску автобензинов уровня Евро-5. В июле прошлого года состоялся запуск установок гидроочистки керосина и дизельного топлива.

Наконец, 22 августа нынешнего года на «ТАНЕКО» заработала установка первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ-6. Это даёт «Татнефти» возможность вдвое нарастить объёмы первичной переработки. Одно из ключевых достоинств новой установки – применение стопроцентно отечественного технологического оборудования, причём практически всё теплообменное оборудование было произведено в Татарстане.

В целом же план развития «ТАНЕКО» рассчитан до 2023 г. В результате его реализации глубина переработки нефти достигнет 99,2%, выход светлых нефтепродуктов – 90%. ■

Северный локомотив



Реализация проектов «НОВАТЭКа» в Мурманской области стала мощным импульсом для экономического и социального развития региона

Юрий БАНЬКО

С момента начала создания Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС) у села Белокаменка в Мурманской области прошло уже много времени. На месте взорванных сопки и перемещённого скального грунта (а это миллионы кубометров) видны уже не просто площадки, а вполне конкретные объекты будущего комплекса. Журнал «Нефть России» следит за возведением этого грандиозного объекта, где будут изготавливаться основания гравитационного типа и газосжижающие заводы. Они будут востребованы не только в рамках проекта «Арктик СПГ – 2», но и при реализации других арктических проектов. В июле 2019 г. во время посещения строительной площадки глава «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон отметил, что эксплуатация ЦСКМС рассчитана надолго, на всё время, пока нефть и газ не закончатся в арктической зоне.

Менее года тому назад в статье «Сбывающиеся ожидания» («Нефть России». 2018 г. № 10) писалось о том, какими темпами ведутся работы на этом объекте. Сейчас мы хотим рассказать, как продвигается реализация этого гигантского по своим масштабам и капитальным вложениям проекта.

Амбициозные планы «НОВАТЭКа»

Потребности в экологически чистом и относительно недорогом «голубом топливе» постоянно растут. Но удовлетворять аппетиты потенциальных потребителей путём прокладки газопроводов – затратно, да и реализация таких проектов занимает много времени. Протяжённость газопроводов, например от Ямала до потребителей в странах АТР, будет исчисляться тысячами километров. И потребуются согласовывать, что очень важно, маршруты прокладки трубопроводов со многими странами, а это не только затянет время, но и может поставить под угрозу реализацию проекта. Поэтому оптимальным решением, скорее всего, станет доставка СПГ судами-газовозами. И компания «НОВАТЭК»

уже использует данную схему поставок с завода «Ямал СПГ».

Стратегия «НОВАТЭКа» предусматривала производство 57 млн т СПГ в год к 2030 г., но Леонид Михельсон выразил уверенность в увеличении производства до 70 млн т. Что касается проекта «Арктик СПГ – 2», то предполагается строительство трёх очередей по производству СПГ мощностью 6,6 млн т каждая на основаниях гравитационного типа. Его реализация обойдётся на 30% дешевле, чем проект «Ямал СПГ».

Благодаря реализации СПГ-проектов «НОВАТЭКа» эта отрасль станет мощным локомотивом, который потянет за собой развитие других отраслей промышленного производства нашей страны, что особенно важно в условиях санкций и курса России на импортозамещение. Как заявил Леонид Михельсон, в рамках реализации проектов компании будет задействовано более 800 заводов, создано более 12 тыс. рабочих мест в Мурманской области, а в целом по России – 80 тыс.

29 февраля 2019 г., в ходе беседы с президентом РФ Владимиром Путиным, Леонид Михельсон сообщил, что инвестиции в проект строительства ЦСКМС в посёлке Белокаменка составят 120 млрд рублей. Он также кратко рассказал о масштабах стройки. Приведём лишь некоторые цифры. Заводы СПГ будут располагаться на основаниях гравитационного типа (ОГТ). Их размеры – длина 330 м, ширина 153,7 м и высота 30 м. Масса – порядка 487 тыс. т. Внутри ОГТ расположатся два резервуара СПГ общей ёмкостью 230 тыс. и резервуар газового конденсата на 75 тыс. м³.

На основаниях гравитационного типа разместится технологическое оборудование, состоящее из 14 модулей общим весом более 160 тыс. т. За словом «модуль» стоят вполне конкретные цифры: вес каждого – от 7 до 16 тыс. т, размеры – длина от 47 до 65 м, ширина от 37 до 44 м и высота от 40 до 68 м.

Чтобы построить основания гравитационного типа создаются два сухих дока, длина каждого из которых – 415 м, ширина – 175 м и высота стенок – порядка 20 м.

Комплекс изготовления модулей верхних строений заслуживает особых слов: при длине около 350 м, ширине около 280 м он будет иметь высоту 93 м. В цеху будут работать 10 кранов грузоподъёмностью 300 т каждый. Рядом со сборочным цехом расположатся цеха техоб-



служивания, изготовления металлоконструкций, комплекс окраски.

Цех абразивной обработки и окраски также впечатляет своими размерами – около 242 • 70 • 33 м. Общая площадь производственных объектов ЦСКМС составит порядка 260 га.

ЦСКМС возводится ударными темпами. На строительной площадке ежедневно задействовано более 500 единиц техники, а всего на стройке трудится более 6 тыс. человек. Автору этих строк дважды довелось побывать на строительной площадке, воочию убедиться в масштабах будущего центра и темпе работ.

На ровной площадке (ранее здесь возвышалась сопка высотой 82 м) появились производственные корпуса, склады инертных материалов, сухой док для закладки основания гравитационного типа, отсыпаны четыре искусственных земельных участка, отвоёванные у моря, общей площадью 16 га, построены причалы. Для строителей возведён жилой городок со всей необходимой инфраструктурой.

ПАРТНЁРЫ ОПРЕДЕЛЕННЫ

Интерес к проекту «Арктик СПГ – 2» и ЦСКМС, как важнейшей составной части этого проекта, проявляют компании многих стран. Достаточно сказать, что в создании Центра участвуют ООО «Велестрой» (отвечает за строительство фундаментов и возведение цехов), ООО «Рейнессанс Хэви Индастрис» (бетонный за-

вод и склады-хранилища инертных материалов), АО «Теплохиммонтаж» (возводит док № 1), АО «МРТС» (гидротехнические сооружения, в том числе четыре причала общей длиной 683 м).

Ещё в мае 2018 г. на XXII Петербургском международном экономическом форуме (ПМЭФ) было заключено соглашение об условиях вхождения в проект французской компании Total. И это не случайно: она – давний партнёр «НОВАТЭКа», принимавший участие в его первом проекте по сжижению газа – «Ямал СПГ». В начале марта 2019-го доля в «Арктик СПГ – 2», равная 10%, была продана этой компании.

22 июня 2019 г. была закрыта сделка по продаже доли участия в проекте «Арктик СПГ – 2» Китайской национальной нефтегазовой корпорации (CNPC), консорциуму Mitsui&Co и Японской национальной корпорации по нефти, газу и металлам JOGMEC (Japan Arctic LNG). Церемония подписания договора с консорциумом Mitsui&Co и JOGMEC состоялась 29 июня в Осаке в присутствии Президента РФ Владимира Путина и премьер-министра Японии Синдзо Абэ. Согласно договору, японские компании на долгосрочной основе будут ежегодно приобретать не менее 2 млн т СПГ. И Япония, и Китай являются крупными потребителями сжиженного газа. К тому же обе эти страны имеют опыт создания оборудования для заводов СПГ.

В начале июня 2019 г. во время визита в Москву Председателя КНР Си Цзиньпи-

на было подписано базовое соглашение между «НОВАТЭКом», «Газпромбанком» и китайской Sinopec о создании совместного предприятия по реализации газа конечным потребителям на рынке Китая. Таким образом, удалось замкнуть цепочку «добыча – сжижение – транспортировка – сбыт». Предполагается поставка СПГ и во Вьетнам в объёме 4,5 млн т в год.

Подписано соглашение с компанией Repsol, которое предусматривает поставки в течение 15 лет 1 млн т сжиженного газа проекта «Арктик СПГ – 2» и других проектов «НОВАТЭКа» на рынки Пиренейского полуострова.

С ОПОРОЙ НА СВОИ СИЛЫ

«НОВАТЭК» стремится максимально действовать в своих проектах оборудование отечественного производства. Но, к сожалению, российские предприятия ещё не в полной мере могут обеспечить техникой и оборудованием строящиеся заводы СПГ. Понятно, что со временем этот пробел будет устранён и есть уже соответствующие наработки.

Конечно, необходимо налаживать выпуск требуемого оборудования на своих заводах. Первый заместитель председателя правления «НОВАТЭКа» Александр Фридман заявил по этому поводу: *«Наш следующий проект “Арктик СПГ – 2” будет использовать новые технологические решения, для воплощения которых будут максимально задействованы российские производители»*. Компания рассчитывает на быстрое создание и развитие центра СПГ-технологий в России.

Воплощая в жизнь эти намерения, «НОВАТЭК» подписал соглашение с АО «Атомэнергомаш» о развитии стратегического партнёрства и локализации производства критически важного оборудования для проектов по производству СПГ. На предприятиях этого акционерного общества уже выпускаются витые теплообменные аппараты, криогенные насосы средней мощности. На повестке дня – проектирование и производство криогенных насосов высокой мощности. Для четвёртой очереди проекта «Ямал СПГ» (она строится с использованием запатентованной «НОВАТЭКом» технологии «Арктический каскад») на «Атомэнергомаше» уже изготавливается теплообменное и насосное оборудование, которое ранее не выпускалось в России.

Выпуск необходимого для СПГ-проектов оборудования на российских пред-



приятиях не только удешевит строительство заводов по сжижению газа, но и создаст новые рабочие места, позволит уйти от импортозависимости.

Шестого июня 2019 г. в рамках Петербургского международного экономического форума «НОВАТЭК» и ООО «Севергрупп» подписали соглашение о стратегическом партнёрстве и сотрудничестве. В частности, предполагаются поставки материалов и оборудования для проектов «НОВАТЭКа», включая оборудование для линий сжижения газа.

Ещё одно соглашение подписано с Трубной металлургической компанией (ТМК), которая будет поставлять обсадные и насосно-компрессорные трубы.

Понятно, что строительством ЦСКМС в Белокаменке дело не ограничивается. Необходимо создать инфраструктуру на Гыданском полуострове, куда будут отбуксированы три линии завода СПГ. В сжатые сроки предстоит создать и Морской перегрузочный комплекс сжиженного природного газа в Мурманской области стоимостью 70 млрд рублей. Он будет включать два плавучих хранилища газа и вспомогательный причал, береговое навигационное оборудование.

НЕВИДАННЫЕ ТЕМПЫ СТРОИТЕЛЬСТВА

Темпы, масштабы, объём инвестиций и тот эффект, который принесёт строительство ЦСКМС Мурманской области, впечатляют. Около 120 млрд рублей капиталовложений, рабочие места, вовлечение местных предприятий и част-

ного бизнеса в оказание услуг, налоговые поступления (а это более 30 млрд рублей до 2031 г.) никого не могут оставить равнодушным. Уже сейчас подрядчики, занятые в строительстве объектов ЦСКМС, платят налоги в бюджет Мурманской области. В реализации проектов «НОВАТЭКа» задействованы «Атомфлот», Мурманское морское пароходство, Мурманский морской торговый порт, железная дорога, малый и средний бизнес.

Не случайно этому проекту уделяют пристальное внимание и законодательная, и исполнительная власти региона. В конце мая 2019 г. состоялось расширенное заседание комитета Мурманской областной Думы по труду, вопросам миграции и занятости населения с участием представителей компаний, привлечённых к строительству ЦСКМС, и образовательных учреждений. Обсуждался вопрос приоритетного привлечения трудовых ресурсов области к реализации крупных инвестиционных проектов. Участники совещания призвали обратить внимание работодателей на организацию среднего специального профессионального образования, а также на необходимость создания в Мурманске учебного центра для специалистов среднего звена и целевой подготовки работников.

В июне 2019 г. на полях ПМЭФ врио губернатора Мурманской области Андрей Чибис и председатель правления «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон подписали соглашение о сотрудничестве между правительством региона и компани-



ей. Оно предусматривает не только взаимодействие в вопросах строительства верфи, но и реализацию социальных проектов.

Прошло менее месяца с момента подписания соглашения в Санкт-Петербурге, и на строительной площадке ЦСКМС в Белокаменке состоялась рабочая встреча Андрея Чибиса и Леонида Михельсона. Глава Мурманской области подчеркнул весомый социальный и экономический эффект для региона от реализации проекта. Обсуждался вопрос, как сделать так, чтобы его жители могли трудиться на объектах компании. Леонид Михельсон подчеркнул, что Мурманская область становится одним из центральных регионов для компании и «НОВАТЭК» готов участвовать в её социальном развитии.

«Стройка у нас идёт, стройка небольшая. Мурманская область становится ключевым для компании регионом, и мы обязаны и будем участвовать в его социальном развитии», – подчеркнул Леонид Михельсон.

И эти слова не разошлись с делами. Уже 20 августа 2019 г. было подписано соглашение, в соответствии с которым «НОВАТЭК» направит 320 млн рублей на развитие социальной инфраструктуры Мурманской области. В частности, областной станции скорой медицинской помощи и территориальному центру медицины катастроф переданы четыре автомобиля и четыре реанимобиля. Также для больниц будет закуплена новая диагностическая и лечебная техника. Соглашением предусмот-

рено финансирование разработки проектно-сметной документации по обновлению инфраструктуры в Кольском районе.

Не забыты и жители села Белокаменка и сельского поселения Междуречье, с руководством Кольского района подписано соглашение об их социальной поддержке.

Ещё одним важнейшим социально значимым проектом, который может быть воплощён в жизнь благодаря компании «НОВАТЭК», станет газификация Мурманской области на основе СПГ. Уже в 2020 г. начнутся проектные работы по газификации населённых пунктов, сообщил Леонид Михельсон. Первыми планируется газифицировать два военных гарнизона, расположенных в Мурманской области.

Ещё одним важным инвестиционным проектом станет строительство в Ура-Губе перегрузочного комплекса. Он позволит не только повысить эффективность поставок газа с действующего завода «Ямал СПГ» и со строящегося «Арктик СПГ – 2», но и в перспективе (и на это надеются руководство Мурманской области и её жители) обеспечить газом города и посёлки Кольского полуострова.

КАДРЫ РЕШАЮТ ВСЁ

При строительстве ЦСКМС и в период работы этого уникального комплекса потребуются около 15 тыс. специалистов различной квалификации. Предприятия региона заинтересованы в получении заказов на выполнение работ для «НОВАТЭКа», а жители Мурман-

ской области хотели бы работать на этой стройке, а в дальнейшем и на предприятии. Но для этого они должны соответствовать предъявляемым компанией требованиям к профессиональной подготовке.

Высшие и средние профессиональные образовательные учреждения Мурманской области проявляют большой интерес к подготовке кадров для «НОВАТЭКа». Так, 28 мая в Мурманском государственном техническом университете состоялся семинар-встреча по перспективам трудоустройства на предприятия, реализующие проекты ООО «НОВАТЭК-Мурманск». Речь шла о подготовке высококвалифицированных кадров востребованных специальностей и направлений под текущие потребности проекта. В семинаре приняли участие представители Мурманского строительного колледжа, Мурманского индустриального колледжа, Мурманского государственного технического университета и Мурманского морского рыбопромышленного колледжа.

Одного из основных подрядчиков, компанию «Сарен», представлял руководитель проекта Сергей Филатов. Он отметил, что на данный момент большую часть работников составляют приезжие с опытом работы в аналогичных проектах, но ЦСКМС нуждается в местных кадрах, в том числе в специалистах строительной отрасли, общественного питания, теплоэнергетики, охраны труда и техники безопасности.

Директор Института арктических технологий МГТУ Михаил Васеха сообщил, что рассматривается соглашение о прохождении студентами МГТУ практики на объектах ЦСКМС.

Привлечению местных компаний к реализации упомянутого проекта способствует Ассоциация подрядчиков арктических проектов «Мурман-шельф». В 2018 г. она совместно с ООО «НОВАТЭК-Мурманск» провела два Дня подрядчика. Члены Ассоциации представили руководству и специалистам компании, а также её подрядчикам свои возможности и производственный потенциал.

14 марта 2019 г. при поддержке Министерства строительства и предпринимательства Мурманской области состоялся очередной День подрядчика инвестиционного проекта, в котором приняли участие 19 предприятий региона, а 23 августа заинтересованные стороны встретились вновь. ■

Новый энергетический лидер

Бразилия может выйти на третье место в мире по добыче нефти, а также развивать другие виды энергетического бизнеса

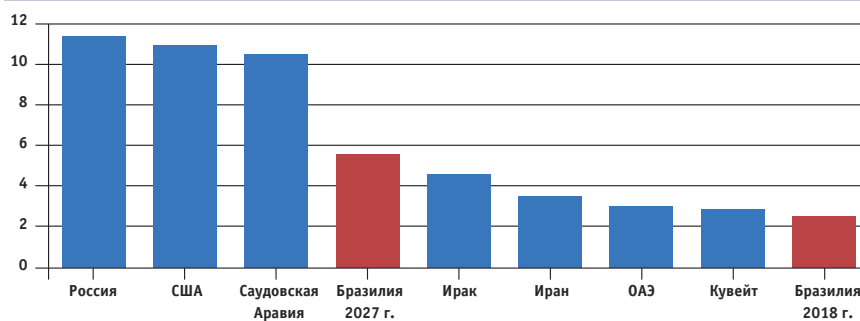
Евгений ХАРТУКОВ, профессор Московского государственного института (университета) международных отношений МИД России (МГИМО)

В прошлом году Бразилия вошла в десятку ведущих нефтедобывающих стран мира. При этом она продолжает наращивать национальную нефтедобычу небывало высокими темпами – в среднем на 5% ежегодно. Если так будет продолжаться и впредь, то к 2027 г. Бразилия выйдет по нефтедобыче на почётное четвёртое место в мире – после России, США и Саудовской Аравии (см. рис. 1).

История и современность

В течение многих лет в различных районах страны государственными организациями, а также несколькими частными предпринимателями производились бессистемные поиски нефти. Разведка не дала результатов. Наконец, в 1939 г. была пробурена скважина-первооткрывательница на месторождении Лобато, в осадочном бассейне залива Тодос-Сан-

Рис. 1. Уровень нефтедобычи в ведущих нефтедобывающих государствах мира в 2018 г., млн барр./сут*



Источники: ОПЕК, EIA, Национальное нефтяное агентство Бразилии.

* По другим источникам, в частности по данным Управления энергетической информации Министерства энергетики США, добыча в Бразилии в 2018 г. составила 3,4 млн барр./сут.

тус, поблизости от г. Сальвадор (штат Байя). Работы выполнялись Министерством земледелия.

Регулярная добыча нефти в относительно небольших масштабах ведётся в Бразилии с 1940 г. В 1968 г. началось производство углеводородного сырья на континентальном шельфе страны. Эксплуатацию месторождений осуществляет государственная компания Petrobras.

Современная бразильская нефтяная промышленность довольно развита по мировым масштабам (см. рис. 2).

Начиная с 1939 г. разведкой «чёрного золота» занялось Национальное агентство по нефти, природному газу и биотопливу Бразилии (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP), созданное при Министерстве горно-рудной промышленности и энергетики.

Согласно национальному законодательству, ANP имеет следующие полномочия:

- реализует национальную политику в отношении нефти, природного газа и биотоплива;
- осуществляет управление нефтегазовой промышленностью страны;
- организует проведение в установленном порядке конкурсов и аукционов на право пользования нефтегазовыми месторождениями;
- содействует рациональному использованию нефти и газа и охране окружающей среды;
- способствует проведению геологического изучения недр, осуществляет поддержку базы данных геологической информации;
- проводит государственную экспертизу информации о разведанных запасах полезных ископаемых, геологических, экономических данных о предоставляемых в пользование участках недр;
- защищает интересы потребителей, связанные с ценой, качеством и доступностью нефти и газа;
- заключает концессионные соглашения на пользование нефтегазовыми месторождениями и осуществляет контроль за их исполнением.

Национальный совет Бразилии по энергетической политике (Conselho Nacional de Política Energética, CNPE) был создан в августе 1997 г. в рамках так называемого Нефтегазового закона. Является частью бразильского Министерства горно-рудной (горно-добывающей) промышленности и энергетики (Ministério de Minas e Energia, MME). В него входят главы заинтересованных ведомств, эксперты в области энергетики и представители неправительственных организаций. Совет подотчётен Президенту Бразилии и ANP и базируется, как и Министерство, в столице страны г. Бразилиа.

ПРАВОВЫЕ РЕЖИМЫ

В Бразилии существуют два правовых режима предоставления прав на разведку и добычу углеводородного сырья – концессия и СРП. Если зарубежный инвестор ведёт деятельность, которая соответствует бразильскому законодательству и всем техническим, юридическим и финансовым требованиям, установленным ANP, то ограничений на иностранное участие в освоении бразильских недр нет.

Согласно режиму концессии (аналогичному национальному налоговому режиму в части взимаемых налогов), за-

Рис. 2. Основные объекты нефтегазовой промышленности Бразилии по состоянию на начало 2019 г.



В Бразилии существуют два правовых режима предоставления прав на разведку и добычу углеводородного сырья – концессия и СРП. Если зарубежный инвестор ведёт деятельность, которая соответствует бразильскому законодательству и всем техническим, юридическим и финансовым требованиям, установленным ANP, то ограничений на иностранное участие в освоении бразильских недр нет.

ключению контрактов на разведочную и производственную деятельность предшествует тендер (лицензионный раунд). В тендерных документах должны быть указаны все технические, финансовые и правовые критерии и требования, кото-

рые необходимо соблюдать претенденту, чтобы быть квалифицированным для участия в торгах как «не оператор» или оператор А, В или С.

«Не оператор» является «капитальным партнёром»; оператор А – это компания, квалифицированная ANP для работы на любом блоке, предлагаемом в заявке; операторы В и С имеют право работать на некоторых блоках, которые должны быть определены агентством (обычно на мелководье и на суше соответственно).

Компании могут подавать предложения по торгам индивидуально или совместно в консорциуме. В случае консорциума должен указываться квалифицированный оператор из их числа.

Критерии оценки предложений, сделанных в ходе торгов, следующие:

- размер единовременной выплаты, вносимой одним взносом после исполнения концессионного соглашения;
- минимальная рабочая программа;
- участие в проекте местной компании.



Компании из одной и той же корпоративной группы не могут выдвигать конкурирующие предложения для одного и того же блока.

В конце 2010 г. был разработан режим СРП для осуществления разведки и добычи на подсолевых участках недр и в районах, которые федеральное правительство считает стратегическими.

В соответствии с режимом СРП, часть добытых нефти и газа принадлежит компаниям-инвесторам в качестве возмещения расходов на разведку и добычу. А оставшуюся долю добычи (прибыльную нефть) федеральное правительство разделяет с соответствующими компаниями-участниками проекта в пропорциях, указанных в СРП.

В начале августа 2013 г. для управления СРП была создана 100-процентная государственная компания Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA). Она не ведёт добычу углеводородов и не осуществляет инвестирование, но имеет контролирующие функции и представляет правительство страны в действующих комитетах. PPSA обладает правом назначения половины членов рабочего комитета, включая председателя.

Законодательное определение функций PPSA сыграло злую шутку с бразильскими властями в 2018 г., когда предстояло вво-

В конце 2010 г. был разработан режим СРП для осуществления разведки и добычи на подсолевых участках недр и в районах, которые федеральное правительство считает стратегическими.

В соответствии с режимом СРП, часть добытых нефти и газа принадлежит компаниям-инвесторам в качестве возмещения расходов на разведку и добычу.

дить в эксплуатацию месторождение Libra и другие подсолевые месторождения. Дело в том, что в отличие от Petrobras PPSA напрямую представляла бразильское правительство и её доходы должны были идти в специальный госфонд, предназначенный для расходов на такие нужды, как образование и здравоохранение. По закону PPSA должна назначить «коммерческого агента» (энергетическую компанию или сырьевого трейдера) для отгрузки и продажи своей доли нефти. Изначально PPSA предполагала, что эту роль будет выполнять Petrobras. Но предъявленные правительством требования, и в первую оче-

редь обязательство продавать нефть по наиболее выгодной цене, отпугнули Petrobras. По словам президента PPSA Ибсена Флореса Лимы, из-за того, что правительство не до конца прояснило правила, на поиск агента через тендер могло потребоваться несколько лет, а власти рисковали потерять массу денег. PPSA пыталась совместно с властями придумать более гибкое решение. Она планировала, продавать нефть компаниям, которые уже работали на месторождении, пока не будет найден агент. Но это, скорее всего, не сулило выгоды правительству, поскольку нефтяники могли сбивать цену.

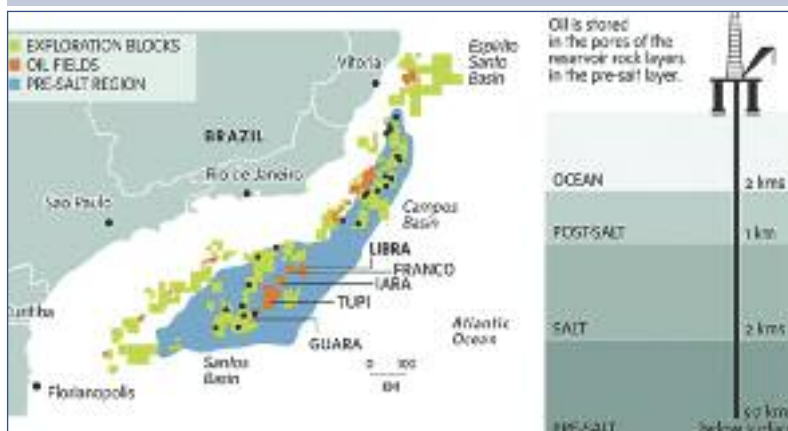
Единственным критерием, используемым для определения победителей торгов по заключению СРП, являются размеры прибыли от нефти, которая должна быть предоставлена правительству.

Petrobras (как оператор) и победители (индивидуально или в консорциуме) берут на себя все затраты на разведку и добычу, получая в качестве оплаты часть «прибыльной нефти», и имеют право на возмещение стоимости сырья, эквивалентной затратам на разведку и добычу, при условии уплаты соответствующих налогов правительству. Причём бразильские углеводородные ресурсы, включая запасы на континентальном шельфе, в территориальном море и исключитель-

Рис. 3. Осадочные НГБ у побережья Бразилии



Рис. 4. Месторождения НГБ Сантус



ной экономической зоне, являются собственностью правительства.

Под присмотром государства

Нефть и газ свободно экспортируются из Бразилии, и нет ограничений или квот, применимых к добыче углеводородов. Тем не менее экспортная компания должна быть уполномочена ANP выполнять такую деятельность. Компаниям-экспортёрам и импортёрам необходимо предоставлять отчёты и информацию ANP по каждой заключённой сделке купли-продажи.

Кроме того, экспорт любых товаров, включая нефть и продукты её переработки, обязательно должен быть зарегистрирован в национальной интегрированной системе международной торговли SISCOMEX. Она представляет собой онлайн-платформу, позволяющую правительству контролировать внешнюю торговлю.

В чрезвычайных случаях, когда возникают проблемы с внутренними поставками нефти и природного газа или появляется угроза их стабильности (это должно быть объявлено бразильским президентом), ANP может ограничить экспорт углеводородов, а также продуктов их переработки, уведомив об этом компании за 30 дней. Часть продукции, на которую распространяется данное ограничение, будет определяться ежемесячно с учётом участия компании в национальной добыче.

В Бразилии цены на нефть и газ устанавливаются свободно, в соответствии с рыночной конъюнктурой. Тем не менее ANP определяет минимальную цену нефти, которая служит для расчёта правительственных платежей.

За соблюдением правил конкуренции в сферах разведки, добычи, транспортировки, переработки и сбыта нефти следит Бразильский антимонопольный орган (CADE).

Компании, уличённые в нарушении этих правил, могут подвергаться штрафам.

Нефтегазовая промышленность, как правило, облагается налогами – как косвенными (IPI, ICMS, ISS, таможенные пошлины, CIDE), так и прямыми (IRPJ, CSLL, PIS и COFINS) – по той же ставке, что и большинство других отраслей. Но для бразильского НГК, который, безусловно, важен для национальной экономики, сделаны существенные налоговые исключения. В частности, действует особый таможенный режим (REPETRO), позволяющий приостанавливать федеральные сборы и налоги на импорт (таможенные пошлины, акцизы и PIS/COFINS) при ввозе товаров, предназначенных для разведки и добычи нефти и газа.

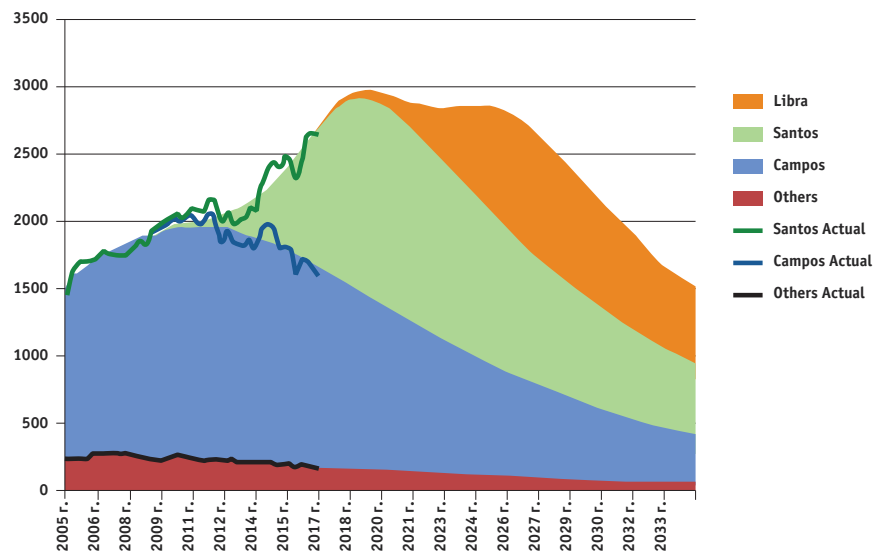
В 2010 г. в Бразилии был принят Федеральный закон № 12351, касающийся разведки и добычи в стратегических районах, а также в зоне залегания подсолевых углеводородов. Он устанавливал следующие положения:

- использование режима СРП вместо концессионного соглашения;
- участие Petrobras в качестве оператора разведочной и производственной деятельности с минимальной долей участия – 30%, а также PPSA – в качестве менеджера СРП;
- необходимость участия других компаний в консорциуме с Petrobras и PPSA;
- минимальные требования к унификации, в соответствии с правилами ANP и обязательства правительства по СРП.

Рис. 5. Нефтегазоносный бассейн Кампус



Рис. 6. Фактическая и прогнозируемая добыча нефти и конденсата в Бразилии в 2005–2033 гг. по месторождениям и НГБ, тыс. барр./сут



Основные функции Министерства горно-рудной промышленности были определены так:

- отвечает за планирование использования нефти и природного газа;
- предлагает CNPE после консультаций с ANP определить области, которые будут подпадать под концессионное соглашение или режим СРП, а также технические и экономические параметры для СРП;
- одобряет проекты тендерных документов и СРП, подготовленные ANP.

Всё глубже и глубже

Около 90% нефти в стране сейчас извлекается на шельфовых месторождениях – в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) Сантус и Кампус (см. рис. 3–5). Более 94% запасов находятся на шельфе, 80% – у берегов штата Рио-де-Жанейро. Следующим по величине разведанных запасов является НГБ Эспириту-Санту у побережья одноимённого штата, в пределах этого бассейна содержится около 10% запасов нефти страны.

В июле 2017-го добыча из подсолевых морских скважин впервые превысила совокупные объёмы по всем другим месторождениям. В 2018 г. Petrobras ввела в эксплуатацию четыре плавучих судна по производству, хранению и разгрузке (FPSO), производительность каждого – 150 тыс. барр./сут. Ожидается, что в 2019 г. бразильская ННК добавит ещё восемь FPSO, а к 2024 г. их число значительно возрастёт, так как Petrobras должна ввести новые мощности по добыче на морских месторожде-

Сейчас в Бразилии около 30% нефти добывается с глубины менее 1 км, 39% – более 2 км; максимальная глубина (месторождение Гаропа) – 3,5 км. Фонтанным способом эксплуатируется 10% скважин, свыше 60% – механизированным (в основном, штанговыми насосами).

ниях Libra, Lula, Tartaruga Verde, Buzios и Tartaruga Mestiça (см. рис. 6).

В 1968 г. Petrobras начала добычу нефти в море, у побережья штата Сержипи. Отправной точкой послужило открытие месторождения Guaricema. Постепенное совершенствование технологий добычи позволило увеличить глубину освоения пластов. Если в 1977 г. эксплуатировались месторождения нефти на глубине до 124 метров, то в 2003 г. нефть в стране уже извлекалась с глубины 1886 м (см. рис. 7), а в 2018 г. – 2230 м.

Сейчас в Бразилии около 30% нефти добывается с глубины менее 1 км, 39% – более 2 км; максимальная глубина (месторождение Гаропа) – 3,5 км. Фонтанным способом эксплуатируется 10% скважин, свыше 60% – механизированным (в основном, штанговыми насосами).

В ближайшие годы новые технологии добычи должны позволить извлекать нефть с ещё больших морских глубин Бразилии. Petrobras уже объявила о существовании больших запасов нефти в осадочном чехле, находящемся на морском дне под слоем соли, на глубине более 7 км. В данной зоне, расположенной между штатами Санта-Катарина и Эспириту-Санту, были найдены значительные скопления светлой (лёгкой) нефти. В бассейне Сантус, например, уже разведанная нефть имеет плотность 28,5 °API и обладает низкой кислотностью и низким содержанием серы. Разработка этих глубинных месторождений позволит Бразилии укрепить свою независимость от им-

Рис. 7. Морские глубины в Бразилии, освоенные эксплуатационным бурением на нефть, м

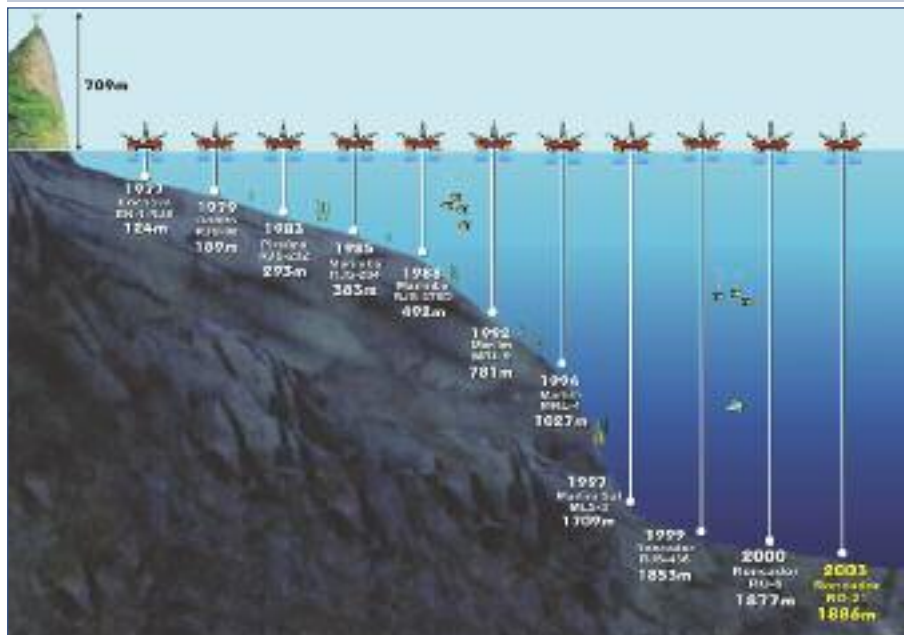


Табл. 1. Крупнейшие месторождения нефти и газового конденсата в Бразилии по состоянию на начало 2019 г.

Название месторождений	Извлекаемые запасы нефти, млн барр. (в скобках – млн т) (оценка)	НГ бассейн	Глубина воды, м	Год открытия	Год начала добычи нефти
Marlim	1700 (242–333)	Кампус	650–1050	1985	1998
Barracuda и Cara-tinga	1230 (185–224)	Кампус	785–1035	1998	2004
Lula (б. Tupi)	5000–8000	Сантус	2150	2006	2012
Atapu North (б. Iara)	700–3500	Сантус	2230	2008	2018
Guara	1100–2000	Сантус	2120	2010	–
Pao de Acucar (б. Lapa/Carioca)	400–459 (63)	Сантус	2140	2007	2016
Frade	200–300 (29–43)	Кампус	1050–1130	1986	2009
Libra	7100–15000	Сантус	2200–2300	2010	2022 (?)
Albacora	(92,6)	Кампус		1984	
Albacora Leste	(96)	Кампус			
Golfinho	450 (60,8)	Эспириту-Санту	1300–1640	2003	2006
Jubarte	600 (82)	Кампус	≈ 1300	2001	2006–2008
Marlim Sul	(176,5)	Кампус	720–2600	1987	2011
Marlim Leste	150–270 ¹	Кампус	900–2000	1987	2006
Miranga	(63–80,8)	Реконкаву	–	1965	...
Roncador	3000 (438)	Кампус	...	1996	1999
Piraruca	(100)	Сантус	200	2009	...
Merluza (ГК)	(26,9) ²	Сантус	100–1000	1979	
Lagosta, Coral, Estrela					
Buzios (б. Franco)	4500	Сантус	1600–2100	2010	2015
Carcara	800–2000	Сантус	2027	2012	2023–2024 (?)
Urucu (ГН)	400 (>50)	Среднеамазонский	–	1978	2005
Mero (б. Libra NW)	1600	Сантус	1700–2400	2010	2017

¹ Запасы нефти и газа в млн барр. н. э.² Указаны только запасы газоконденсата.

И с т о ч н и к: составлено автором на базе различных первоисточников.

порта ископаемых видов топлива, а также создать значительные стратегические резервы нефти и даже экспортировать её.

Первые результаты исследований свидетельствуют о весьма значительных запасах «чёрного золота». Tupi – Iara – крупнейшие нефтегазовые месторождения в Бразилии. Они расположены в Атлантическом океане, в 330 км к юго-востоку от г. Сан-Паулу, в бассейне Сантус. Tupi открыто в октябре 2006 г., а Iara – двумя годами позже, в сентябре 2008 г. Залежи находятся на глубине 5,1–5,3 км. Начальные запасы нефти оцениваются в 2,1 млрд т, из них Tupi – 1,4, а Iara – 0,7. Оператором месторождения является Petrobras (65%), BG Group принадлежит 25%, а португальской Petrogal – 10%.

В свою очередь, месторождение Libra, также расположенное в бассейне Сантус, имеет запасы от 7,1 до 15 млрд баррелей нефти (средняя плотность – около 30° API) и значительные запасы природного газа (см. табл. 1).

Кроме того, в континентальных районах Бразилии известно ещё порядка сотни менее крупных скоплений нефти, оператором освоения которых является Petrobras. Однако в августе 2017 г. эта компания заявила о намерении продать свои права на 50 нефтяных месторождений в северо-восточных штатах Бая (включая месторождение Миранга) и Риу-Гранди-ду-Норти.

Освоение глубоководного бразильского шельфа (и континентального склона) сделало компанию Petrobras чемпионом мира по долгам. В течение 2006–2014 гг. её чистая задолженность выросла с 21 до 132 млрд долларов. К настоящему моменту долг снизился, но всё ещё превышает её годовой доход. Стоит отметить, что наибольший рост долга произошёл тогда, когда цены на нефть были высокими, но после того, как они снизились в 2014–2016 гг., компания понесла убытки в размере 71,2 млрд долларов.

Последние два года компания искала выход из финансового кризиса – она продала ряд своих зарубежных активов, сократила количество морских буровых

установок с 59 до 34, а поисково-разведочных скважин – с 48 до восьми в год (то есть в шесть раз!).

В прошлом году выручка от продаж компании снизилась до 62,6 млрд долларов, а объём инвестиций – до 1,16 млрд долларов. Тем не менее Petrobras делает ставку на подсолевые месторождения. В ближайшие пять лет компания планирует инвестировать свыше 74 млрд долларов, 82% из которых будут направлены на разведку и разработку глубоководных подсолевых объектов.

Слой Pre-sal и подсолевые углеводороды

Осадочный слой-чехол Pre-sal относится к группе горных пород, находящихся (по большей части) у побережья Бразилии, где имеются возможности для образования и накопления нефти и где в некоторых районах побережья этот слой морского дна достигает 2-километровой толщины. Общая глубина пород и расстояние между поверхностью моря и нефтяными пластами под слоем соли может достигать более 7 км.

В 2006 г. Petrobras в ходе разведочного бурения в бассейне Сантус, у побережья штата Рио-де-Жанейро, обнаружила мощный осадочный слой-чехол. Он состоит из отложений толстых слоёв эвапоритов, преимущественно соли. Этот

Освоение глубоководного бразильского шельфа (и континентального склона) сделало компанию Petrobras чемпионом мира по долгам. В течение 2006–2014 гг. её чистая задолженность выросла с 21 до 132 млрд долларов. К настоящему моменту долг снизился, но всё ещё превышает её годовой доход.



чехол был назван Pre-sal (по-английски pre-salt). Нефть и природный газ залегают здесь под толстым слоем соли, на глубинах воды между 2 и 3 км.

Все пробуренные здесь скважины оказались успешными. Только месторождения Turí и Iara, которые относятся к подсольным, могут содержать, по оценкам Petrobras, от 8 до 12 млрд барр. извлекаемой нефти. Концессионный блок с этими подводными месторождениями – после перевода их запасов в категорию доказанных – может почти удвоить текущие достоверные запасы бразильской нефти. По некоторым оценкам, общая площадь перспективного участка составляет 122 тыс. км², а концессии уже предоставлены на 41 тыс. км².

Пока можно лишь предварительно судить об истинных размерах этого уникального нефтяного осадочного чехла-слоя (только станет ли это доподлинно известно когда-нибудь в будущем?). А в целом запасы нефти на океанском шельфе штатов Эспириту-Санту, Рио-де-Жанейро и Сан-Паулу достигают, предположительно, 64 млрд барр.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЛИДЕР

3 октября 1953 г. в Бразилии был принят закон № 2003, устанавливающий принципы национальной политики в нефте-



PETROBRAS

газовой промышленности. Закон провозглашал государственную монополию на разведку, добычу, импорт, переработку и транспортировку нефти в Бразилии и создание национальной нефтяной компании (ННК) Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), осуществляющей поиск и разведку необходимых стране нефтяных и газовых месторождений.

Новая национальная нефтяная компания-монополия официально разместилась в вычурном, но довольно неказистом 29-этажном здании в центре Рио-де-Жанейро, на проспекте Республики Чили.

Сегодня Petrobras – крупнейшая промышленная компания страны, имеющая рыночную капитализацию 93,6 млрд долларов (по состоянию на 4.06.2019 г. на Нью-Йоркской фондовой бирже NYSE). До 1997 г. ННК на 100% принадлежала государству, но затем бразильское прави-

тельство (с вымученного согласия парламента) продало часть акций компании на бирже. Так, в сентябре 2010 г. на ведущей в Латинской Америке фондовой бирже F&M Bovespa (Сан-Паулу) было реализовано 2,4 млрд обыкновенных и 1,87 млрд привилегированных акций Petrobras почти за 70 млрд долларов. Это самая большая сумма, привлечённая за одно размещение за всю историю фондового рынка. В результате доля федерального правительства в капитале Petrobras сократилась до 50% (а точнее до 50% + 1 акция, или 50,26% обыкновенных, то есть голосующих, акций). По закону от 6 августа 1997 г. федеральные власти должны сохранять контроль над компанией посредством владения не менее 50% всех эмитированных ею голосующих акций плюс одна обыкновенная акция.

С учётом доли государственного Бразильского банка развития (BNDES), составлявшей 9,87% голосующих акций, косвенный госконтроль над Petrobras до упомянутой продажи её акций достигал порядка 64%. По состоянию на конец апреля 2019 г. обыкновенные акции компании распределялись между основными держателями следующим образом: федеральное правительство Бразилии – 50,3%, BNDES – 9,9%, Caixa Econômica Federal – 3,2%.

В результате расследования «автомоечного дела», начатого в 2014 г., выяснилось, что после прихода к власти президента Бразилии Лулы да Силвы была организована коррупционная схема, в рамках которой строительные компании получали подряды на крупные проекты для Petrobras, платя откаты её топ-менеджерам и перечисляя деньги правящей Партии трудящихся на финансирование её кампаний и лично политикам. В заявлении полиции Лула да Силва был назван одним из главных выгодополучателей этой коррупционной схемы. Скандал затронул действующего президента Бразилии Дилму Вана Русеф (Dilma Vana Rousseff), занимавшую в 2003–2010 гг. пост председателя совета директоров Petrobras. Расследование привело на скамью подсудимых многих руководителей строительных компаний, топ-менеджеров Petrobras и некоторых политиков, часть из которых получили длительные тюремные сроки.

Вскрытые прокурорами факты коррупции не позволили компании публиковать данные по отчётности начиная с III квартала 2014 г. и заканчивая апрелем 2015-го, так как аудитор PricewaterhouseCoopers отказался её заверять. Согласно первой аудированной отчётности за восемь месяцев, обнародованной в апреле 2015 г., компания списала 6,2 млрд реалов (2,1 млрд долларов) в связи с выявленными фактами коррупции и 44,6 млрд реалов (14,8 млрд долларов) в результате переоценки завышенной стоимости активов, включая нефтеперерабатывающие заводы.

Шестого февраля 2015 г. президент Petrobras Мария дас Грасас Силва Фостер и ещё пять членов правления компании были отправлены в отставку. Новым президентом (председателем правления) был назначен Алдемир Бендин, который до того занимал пост президента-председателя правления одного из крупнейших коммерческих банков Бразилии – Banco do Brasil. Новым финансовым директором назначили Ивана де Соуза Монтейру, который ранее занимал должность вице-президента Banco do Brasil.

Petrobras представляет собой многопрофильный концерн, занимающийся поиском, добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией нефти, нефтепродуктов, природного газа и прочих углеводородов, производством биотоплива, сланцевой смолы и минеральных удобрений, а также выработкой и транспортировкой электроэнергии и торговлей ею.

Организационно Petrobras состоит из материнской компании Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras (разведка и добыча нефти и

газа) и нескольких десятков дочерних и ассоциированных компаний, которые занимаются различными видами нефтегазового и энергетического бизнеса. Наиболее крупными «дочками» группы являются Downstream Participações Ltda. – Downstream (переработка и сбыт нефти), Petrobras Transporte S.A. – Transpetro (транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов, природного газа и биотоплива; см. ниже), Petrobras Distribuidora S.A. – BR (торговля нефтепродуктами), Petrobras Biocombustível S.A. (производство биотоплива) – PBIO и Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. – PBEN.

Основной регион деятельности компании – Бразилия, где на начало 2019 г. было сосредоточено 97% запасов нефти и 93% нефтедобычи компании. Также Petrobras ведёт свою деятельность ещё в

Petrobras представляет собой многопрофильный концерн, занимающийся поиском, добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией нефти, нефтепродуктов, природного газа и прочих углеводородов, производством биотоплива, сланцевой смолы и минеральных удобрений, а также выработкой и транспортировкой электроэнергии и торговлей ею.

ряде стран: Аргентине (Petrobras Argentina S.A.), Боливии, Колумбии, Венесуэле, Нигерии, Габоне, Танзании, Мексике и США (Мексиканский залив). С 2012 г. компания начала сокращать свою деятельность за рубежом (в частности, были проданы некоторые активы в США и Аргентине).

Компания состоит из пяти основных подразделений.

- Добыча и производство; занимается разведкой, разработкой и добычей нефти, газового конденсата и природного газа в Бразилии и других странах. В 2015 г. на это подразделение пришлось 124 млрд из 231 млрд долларов активов компании и 35,7 из 97,3 млрд оборота.

- Переработка, транспортировка и маркетинг; занимается переработкой нефти, в том числе сланцевой, транспортировкой нефти и нефтепродуктов, также в это подразделение входят доли в нефтехимических компаниях Бразилии. Активы – 45,5 млрд, оборот – 74,3 млрд долларов.

- Газ и электроэнергия; осуществляет транспортировку и продажу природного и сжиженного нефтяного газа (СНГ), производство и продажу электроэнергии. Также в это подразделение входят доли в теплоэлектростанциях и газораспределительных компаниях (19 из 27 компаний) Бразилии. Общая протяжённость газопроводов (собственность компании) составляет 9190 км (включая магистрали для импорта газа из Боливии). Также присутствует на рынках Аргентины, Боливии и Уругвая. Активы – 19,5 млрд, оборот – 13,1 млрд долларов.

- Распределение; осуществляет оптовую и розничную продажу нефтепродуктов через сеть заправок дочерней компании Petrobras Distribuidora S.A. в Бразилии (35% рынка, 8176 АЗС, из которых 632 АЗС находятся в собственности Petrobras) и в других странах Южной Америки: Аргентине (265 АЗС), Чили (279), Колумбии (115), Парагвае (180) и Уругвае (87). Активы – 5,271 млрд, оборот – 33,4 млрд долларов.

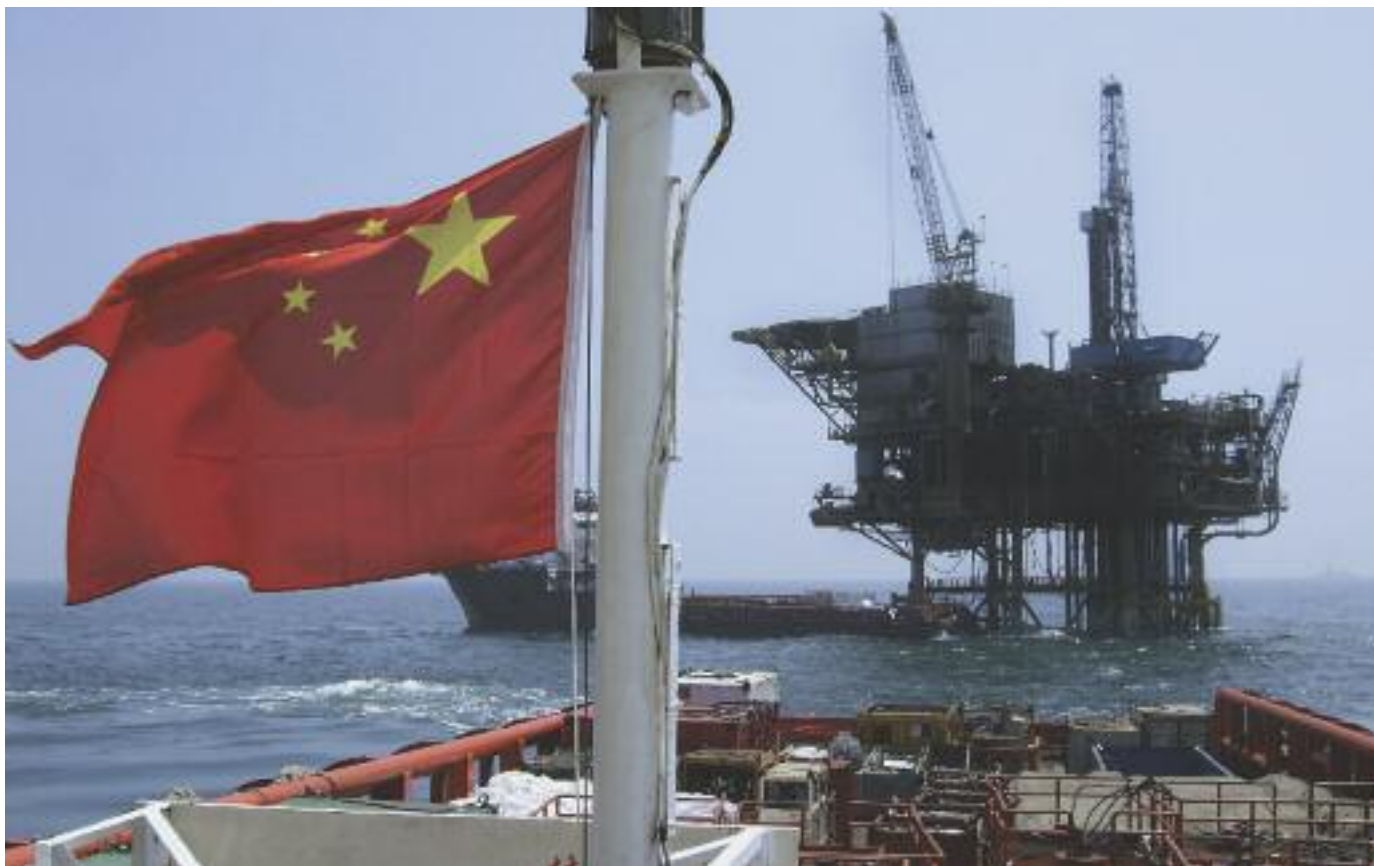
- Биотопливо; занимается производством биодизеля и сопутствующих продуктов. Компании принадлежат пять заводов по производству биодизеля (два из них частично) общей производительностью 15,6 тыс. барр./сут. Также Petrobras владеет 46-процентным пакетом акций пятой по величине компании Бразилии по переработке сахарного тростника Guarani S.A. Активы компании – 482 млн, оборот – 229 млн долларов.

В 1972 г. была создана дочерняя компания Petrobras International (Braspetro BV), базирующаяся в Луанде (Ангола). В частности, это предприятие открыло гигантское нефтяное месторождение Маджун на юге Ирака (1975 г.). В начале августа 2018 г. было объявлено о том, что Braspetro BV подписала соглашение о продаже 50-процентной доли в Petrobras Oil & Gas BV (PO & GBV). Активы компании включают 25-процентную долю в проекте разработки нефтяного месторождения Южный Локичар (Кения) и ряд других активов в Африке.

В 2018 г., впервые за последние пять лет, Группа Petrobras увеличила чистый годовой доход до 25,8 млрд реалов (7,06 млрд долларов). Это самый высокий показатель с 2011 г.

И наконец, Petrobras принадлежат (через её дочернюю структуру Transpetro) более сотни магистральных нефтепроводов и конденсатопроводов протяжённостью порядка 5,5 тыс. км. Компания управляет 326 судами, 57 из которых являются её собственностью.

(Продолжение следует) ■



Ближневосточные амбиции Китая

«Тактичная» экспансия Поднебесной: нефтегазовые инвестиции и активное сотрудничество меняют политический ландшафт региона

Татьяна ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

В последние годы Китай активно расширяет своё присутствие на Ближнем Востоке, причём не только в экономической и нефтегазовой сферах, но и в первую очередь в политической. При этом китайская модель взаимодействия со странами региона коренным образом отличается и от американской, и от российской политической схемы. Официальный Пекин придерживается «политики невмешательства» во внутренние дела региона, однако одновременно старается поддерживать высокий уровень своего присутствия во всех странах Ближнего Востока. Китайские нефтепромышленники не заинтересованы в политических переворотах в нефте- и газодобывающих государствах, им проще договориться с действующей властью, а не тратить время и деньги

на вооружение оппозиционеров, как это делают США. Напротив, китайские партнёры заинтересованы в комплексном развитии ближневосточного региона, который представляет интерес по нескольким причинам.

Во-первых, не будем забывать, что уровень зависимости китайской экономики от импорта нефти составляет около 60%, а более 44% «чёрного золота» КНР закупает на Ближнем Востоке. Во-вторых, это растущий рынок для инфраструктурных, торговых и IT проектов. В-третьих, это плацдарм для усиления китайского присутствия в Северной Африке. И наконец, арабские партнёры с радостью готовы подключиться к «Морскому шёлковому пути» и «Новому шёлковому пути», а также к инициативе «Один пояс, один путь». Ключевыми партнёрами КНР в регионе являются Саудовская Аравия, Объединённые Арабские Эмираты, Иран, Ирак и Катар.

Саудовская Аравия

Уже на протяжении долгих лет Китай рассматривает Саудовскую Аравию в качестве важного партнёра в сфере энергетики. Будучи крупным потребителем углеводородов, КНР заинтересована в стабильных поставках энергоресурсов из Саудовской Аравии. Что же касается Эр-Рияда, то ему, как крупнейшему производителю нефти, также необходим стабильный потребительский рынок Китая. Директор Центра по изучению Ближнего Востока Китайского института международных проблем Ли Гофу в интервью газете «Жэньминь жибао» замечает: *«На фоне постоянно колеблющихся мировых цен на сырую нефть Китай и Саудовская Аравия установили долгосрочное стабильное стратегическое сотрудничество в энергетике, что представляется крайне важным».*

В июне 2019 г. Главное таможенное управление КНР сообщило о том, что Саудовская Аравия увеличила поставки нефти в Китай на 84,1% в годовом выражении, до 7,72 млн т, или 1,88 млн барр./сут по сравнению с 1,11 млн барр./сут в мае. Импорт из Саудовской Аравии составил 19,5% общего объёма закупок нефти Китаем. Это максимальный показатель с 2013 г.

Однако энергетическое сотрудничество Пекина и Эр-Рияда не ограничивается лишь покупкой и продажей нефти, оно также включает в себя разведку, добычу и переработку сырья. Так, в марте 2019 г. саудовская государственная нефтегазовая компания Saudi Aramco подписала соглашение об участии в проекте строительства крупнейшего нефтеперерабатывающего кластера площадью 598 га на северо-востоке КНР, на территории провинции Ляонин, в районе города Паньцзинь. Основным участником данного проекта с китайской стороны – Китайская северная промышленная группа компаний, также известная как NORINCO.

Реализация данного проекта значительно укрепит позиции Saudi Aramco в перерабатывающей промышленности Китая. Объём саудовских инвестиций в создание кластера составляет 10 млрд долларов (около 69,5 млрд юаней) – это самый дорогой совместный китайско-саудовский проект в области углеводородного сырья. Saudi Aramco будет владеть 35-процентной долей в СП, NORINCO – 36%, Panjin – 29%. По оценкам китайских специалистов, предприятие предполагается ввести в коммерческую эксплуатацию в 2024 г.

В феврале 2019 г. Saudi Aramco подписала также соглашение о сотрудничестве с компанией Zhejiang Petrochemical Co.Ltd. В планах саудитов – приобрести 9% акций интегрированного нефтеперерабатывающего и нефтехимического

ства Китая и ОАЭ. В итоговом заявлении отмечалось: *«Стороны пришли к согласию о необходимости стимулировать соответствующие департаменты правительств обоих государств и профильные предприятия углублять сотрудни-*



комплекса Zhejiang Petrochemical мощностью 800 тыс. барр./сут. При этом Saudi Aramco обеспечит долгосрочные стабильные поставки сырой нефти на данный комплекс и сможет использовать крупный нефтехимический склад Zhejiang Petrochemical для обслуживания своих клиентов в Азиатском регионе. Первый этап проекта будет включать в себя эксплуатацию недавно построенного НПЗ мощностью 400 тыс. барр./сут. На втором этапе планируется расширение нефтеперерабатывающего завода.

ОАЭ

Объединённые Арабские Эмираты являются неотъемлемой частью инициативы президента Китая Си Цзиньпина по созданию «Нового шёлкового пути», связывающего КНР с Юго-Восточной, Южной и Центральной Азией, Персидским заливом, Северной Африкой и Европой. В середине июля 2018 г. китайский лидер посетил ОАЭ. Это был не только первый за 29 лет визит руководителя Китая в Эмираты, но и для него лично – первый зарубежный визит после переизбрания на должность председателя КНР.

По признанию обеих сторон, взаимодействие в нефтегазовой сфере является важной основой делового сотрудниче-

ства в торговле сырой нефтью, в области разведки и разработки новых нефтяных и газовых месторождений, а также в сфере оказания услуг по инженерному строительству на нефтяных месторождениях». Также было решено усилить координацию и контакты в сфере нефтепереработки. *«Китайская сторона приветствует прогресс в области нефтегазового сотрудничества между двумя странами, готова в будущем расширить это активное сотрудничество и на торговлю сырой нефтью и нефтепродуктами»*, – говорилось в документе. Отметим, что в 2018 г. объём продаж сырой нефти и нефтепродуктов китайским компаниям (помимо квот на добычу у китайских предприятий-недропользователей) составил 7,9 млрд долларов. Общая же стоимость крупных проектов с участием компаний из КНР достигла 4,1 млрд долларов.

В середине 2019 г. шейх Мухаммед бин Зайед аль Нахайян, наследный принц Абу-Даби и заместитель верховного главнокомандующего вооружёнными силами ОАЭ, совершил трёхдневный визит в Китай, в рамках которого Пекин и Абу-Даби подписали «дорожную карту», нацеленную на укрепление связей между странами. Также было подписано поряд-

ка 16 соглашений в области экономики, нефтяной промышленности и окружающей среды.

В Twitter Мухаммед бин Зайед аль Нахайян подчеркнул, что сделки были направлены на «развитие сотрудничества и всеобъемлющего стратегического партнёрства, а также на открытие новых горизонтов для совместных действий в различных секторах». В числе подписанных соглашений оказалась сделка между Emaar Properties и международным аэропортом Пекина, предусматривающая реализацию проекта стоимостью 11 млрд долларов. Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) и China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) подписали соглашение о расширении сотрудничества.

В свою очередь, китайская инженерно-строительная корпорация CRECC реализует проект стоимостью 1,5 млрд долларов по расширению мощностей в производственных зонах Тамама-А, Тамама-Б и Тамама-Х (Абу-Даби), завершение которого ожидается к концу 2020 г. Объём добычи нефти в рамках данного проекта составит 450 тыс. барр./сут.

CRECC совместно с китайской инженеринговой компанией COOEC также участвовала в реализации нефтяного проекта Belbazem стоимостью 1 млрд долларов. Его итоги будут объявлены в IV квартале 2019 г.

Национальная нефтяная компания Эмиратов ADNOC заключила с BGP Inc., дочерней структурой China National Petroleum Company (CNPC), контракт на сумму 1,6 млрд долларов на проведение крупнейшей в мире по масштабам непрерывной 3D-наземной и морской сейсморазведки площадью до 53 тыс. км².

Кроме того, в апреле 2019 г. ADNOC и китайская компания Xiamen Sinolook Oil подписали долгосрочное соглашение о поставках так называемого базового топлива. В соответствии со стратегией ADNOC, которая направлена на достижение максимальной прибыли от нефтеперерабатывающего сектора, её дочерняя компания ADNOC Refining ежегодно производит на нефтехимическом комплексе Ruwais до 500 тыс. т базового сорта топлива группы III. Этот продукт, как правило, затем используется для получения высококачественных моторных масел.

ОМАН

В середине мая 2018 г. Китай и Оман подписали меморандум о взаимопонимании по продвижению инициативы

«Один пояс – один путь». Министр иностранных дел Омана Юсеф бен Алауи бен Абдалла отметил, что его страна будет самым активным образом участвовать в реализации данного проекта, а также она заинтересована в создании «Морского шёлкового пути XXI века».

Сейчас для КНР и Омана крайне важно теснейшее сотрудничество в таких сферах, как наука и техника, финансы, строительство портовой инфраструктуры, создание промышленных парков, развитие транспортной и коммуникационной сфер. В Омане один из самых амбициозных проектов Китая – сооружение в деревне Дукм, в 550 км от Маската, нового промышленного города, ориентированного на транзит китайских товаров в рамках инициативы «Один пояс – один путь». Объём инвестиций в проект оценивается почти в 11 млрд долларов.



Ещё в 2002 г. китайская корпорация CNPC получила 50-процентную долю в проекте освоения нефтегазового Блока 5 в Омане площадью 992 км². Ранее это месторождение производило всего 700 барр./сут, но благодаря применению технологии закачки в пласт водяного пара (которая широко используется в Китае) CNPC в 2018 г. сумела увеличить добычу до 52,400 барр./сут (2,62 млн т в год). Добыча на Блоке 5 в первом полугодии 2019-го достигла 1,33 млн т. Видя перспективность его разработки, в апреле 2019 г. CNPC продлила контракт на освоение данного месторождения ещё на 15 лет.

КАТАР

Десятого сентября 2018 г. государственная компания Катара Qatargas Operating Company Limited (Qatargas) подписала соглашение с китайской корпорацией PetroChina на поставку сжиженного природного газа сроком на 22 года. В рамках сделки катарская сторона будет поставлять в КНР около 3,4 млн т СПГ в год. Поставки планируется осуществлять с месторождений проекта Qatargas 2, совместного предприятия Qatar Petroleum, ExxonMobil и Total, на терминалы по приёму СПГ в Китае.

Учитывая, что Китай, по оценке Международного энергетического агентства (МЭА), совсем скоро станет крупнейшим в мире импортёром газа, оттеснив на второе место Японию, Катар определённо не прогадал. Напомним, что увеличение поставок газа в Китай обусловлено

усилиями председателя КНР Си Цзиньпина, направленными на борьбу с загрязнением окружающей среды. Страна стремится перейти от потребления угля к использованию более чистого топлива. Власти, особенно в северных регионах страны, вынудили миллионы домохозяйств и фабрик заменить угольные котлы газовыми горелками.

ИРАК

Китай является одним из крупнейших иностранных инвесторов нефтегазового сектора Ирака. Вкладываясь в проекты этой страны, китайские компании реализуют их быстро, дёшево, при этом



параллельно развивая необходимую инфраструктуру. В частности, китайская CNPC принимает участие в разработке сразу четырёх месторождений – Аль-Ахдаб, Румейла, Аль-Хальфая и Западная Курна – 1.

Соглашение об освоении месторождения Аль-Ахдаб компания CNPC подписала ещё в 1997 г. А в 2008-м она согласилась на заключение технического контракта. Работа над проектом началась в марте 2009 г., и уже к июню 2011-го на месторождении добывали 60 тыс. барр./сут. Причём этот показатель был достигнут на полгода раньше запланированного времени. Более того, переход на следующую стадию проекта – добычу 120 тыс. барр./сут – был осуществлён на целых три года раньше предполагаемого срока. Согласно контракту, компания также занимается утилизацией попутного газа, отправляя его на близлежащую электростанцию Зубайдия. Эта электростанция, к слову, была построена другой китайской компанией – Shanghai Heavy Industries.

Доля CNPC в Румейле составляет 46,4%. На конец 2014 г. добыча на месторождении составляла 1,3 млн барр./сут. При этом целевой уровень, установленный совместно с иракской стороной, равнялся 2,1 млн барр./сут. Теперь такого показателя планируется достигнуть к 2020 г.

Третий успешный проект дочерней структуры CNPC, компании PetroChina, – разработка месторождения Аль-Хальфая. Здесь китайская сторона является оператором, её доля в проекте – 37,5%. Французская Total и малайзийская Petronas имеют по 18,75% каждая.

Что же касается Западной Курны – 1 (доля 25%), то свою долю в проекте китайская CNPC выкупила у американской ExxonMobil, которая, по-видимому, пытается диверсифицировать свои активы

на юге Ирака, чтобы снизить риски. Это связано с тем, что на компанию были наложены некоторые санкции после того, как она заключила несколько контрактов с Региональным правительством Курдистана в обход Багдада.

23 сентября 2019 г. Ирак и Китай подписали восемь долгосрочных соглашений в целях дальнейшего укрепления двусторонних связей. В числе подписанных документов – договор между Министерством финансов Ирака и Министерством торговли Китая о сотрудничестве в целях восстановления инфраструктуры после войны с ИГИЛ (террористическая организация, деятельность которой запрещена в РФ).

Объём торговли между Ираком и Китаем в 2017 г. превысил 30 млрд долларов. В настоящее время двусторонние торговые отношения опираются на экспорт нефти из Ирака и импорт китайских промышленных товаров.

Также в сентябре нынешнего года появилось сообщение о том, что Китай заключил с Ираком нефтяную «сделку века». Речь идёт о подписании двух крупных контрактов на бурение на месторождении Азадеган (иранская сторона)/Маджнун. Один из них – с китайской компанией Hilong Oil Service & Engineering Company на бурение 80 скважин на сумму 54 млн долларов, а другой – с Iraq Drilling Company на бурение 43 скважин на сумму 255 млн долларов. Источники в нефтегазовой отрасли отмечают, что именно Китай будет выполнять всю работу и финансировать бурение. Iraq Drilling Company упоминается в контракте лишь для того, чтобы успокоить последователей Муктады ас-Садр, де-факто лидера Ирака и политического блока «Сайрун». Этот политик в ходе последней предвыборной кампании заявлял, что Ирак не должен быть обязан какой-либо другой стране.

Напомним, что гигантское месторождение Маджнун – одно из крупнейших в мире. Тендер на его разработку в декабре 2009 г. выиграл консорциум, куда входят Shell Iraq Petroleum Development (SIPD) и малайзийская Petronas. Консорциум быстро увеличил добычу с уровня 46 тыс. барр./сут в 2009 г. до 240 тыс. барр./сут на данный момент.

Эксперты отмечают, что с учётом условий сделки Китай будет получать от одного Маджнуна прибыль в размере 8–9 млрд долларов в год.

ИРАН

Иранский министр иностранных дел Мохаммед Джавад Зариф в феврале этого года заявил: «Китай является самой важной страной для Ирана и его внешней политики». С этим нельзя не согласиться, ведь Пекин служит крупнейшим внешнеторговым партнёром Исламской Республики, занимая 31% в экспорте и 37% в импорте продукции.



Иранский министр иностранных дел Мохаммед Джавад Зариф

В начале сентября 2019 г. журнал Petroleum Economist сообщил сенсационную новость, которую СМИ окрестили «нефтегазовой бомбой для США». Дело в том, что Иран и Китай обновили подписанное в 2016 г. 25-летнее соглашение, которое предусматривает 400-миллиардные инвестиции КНР в богатую природными ресурсами ближневосточ-

ную страну. Обновление состоялось в конце августа, во время визита министра иностранных дел Ирана Мохаммеда Джавада Зарифа в Пекин. При этом государственный советник Китая Ван И назвал две страны «всеобъемлющими стратегическими партнёрами».

По мнению Petroleum Economist, сделка представляет собой «сейсмический сдвиг в мировом углеводородном секторе». «Центральным столпом новой сделки является то, что Китай инвестирует 280 млрд долларов в нефтяной, газовый и нефтехимический секторы Ирана» – отмечает издание. Эту сумму предполагается вложить в течение уже ближайших пяти лет, а в последующем она, скорее всего, даже возрастет. Китай сможет покупать у Ирана нефть, газ и продукты нефтехимии с гарантированной скидкой минимум в 12%, причём будет иметь право на отсрочку платежей на срок до двух лет. Также у КНР будет право преимущественного приобретения долей в новых или возобновлённых нефтегазовых и нефтехимических проектах Ирана. Китайские компании смогут направить в Исламскую Республику около 5 тыс. сотрудников служб безопасности для защиты своих инвестиций, а также дополнительных сотрудников для обеспечения безопасности маршрутов поставок нефти, в том числе в Персидском заливе. Китай также инвестирует дополнительные 120 млрд долларов в модернизацию иранской транспортной инфраструктуры.

Petroleum Economist также указывает, что Китай работает в Иране в рамках трёх ключевых энергетических проектов – 11-й фазы освоения газового месторождения «Южный Парс», разработки нефтяных месторождений Западного Каруна и эксплуатации экспортного терминала Джаск. Так, после ухода из проекта в августе 2018 г. французской Total (результат введения санкций США) CNPC владеет 80-процентной долей в 11-й фазе «Южного Парса». С тех пор CNPC добилась незначительного прогресса в реализации данного проекта, но она согласилась ускорить его развитие после получения 30-процентной скидки на закупки иранского газоконденсата и СПГ. Также Китай согласился к концу 2020 г. увеличить на 500 тыс. барр./сут добычу на иранских месторождениях в Западном Каруне, включая Северный Азадеган, управляемый CNPC, и Ядавара, где оператором выступает другая китайская компания, Sinopec. Согласно источнику, цитируемому журналом, к концу 2021 г.

Иран надеется увеличить коэффициент извлечения нефти на данных месторождениях с нынешних 5% как минимум до 25%. «При каждом увеличении КИИ на один процентный пункт объём извлекаемых запасов будет увеличиваться на 670 млн баррелей. Это эквивалентно примерно 34 млрд долларов доходов, даже если нефть будет стоить 50 долларов за баррель», – говорится в публикации.

По словам иранского источника, активное участие Китая в создании производственной инфраструктуры Ирана будет полностью соответствовать его инициативе «Один пояс – один путь». Азиатский гигант намерен использовать дешёвую рабочую силу, имеющуюся в Иране, для строительства заводов, спроектированных и контролируемых крупными китайскими производственными компаниями.

Также планируется отправка китайских товаров на западные рынки с использованием транспортной инфраструктуры ИРИ. Крупнейший транспортный проект Пекина в Иране стоимостью 1,5 млрд долларов – электрификация железнодорожной линии от Тегерана до Мешхеда протяжённостью 926 км. В то же время предполагается строительство линии скоростных поездов Тегеран – Кум – Исфahan, соединяющей столицу с центральным Ираном, а в дальнейшем – расширение этой модернизированной сети до северо-запада через Тебриз. Эта железная дорога станет частью Нового шёлкового пути протяжённостью 2300 км, который соединит Урумчи в богатой ресурсами провинции Китая Синьцзян с Тегераном, пройдя через Казахстан, Кыргызстан, Узбекистан и Туркменистан, а далее – через Турцию в Европу.

Судан

На сегодняшний день Китай является крупнейшим инвестором Судана, как и в целом африканского континента. Поднебесная контролирует 75% суданской нефтяной промышленности. Отношения между Пекином и Хартумом – исключительные: отсутствует конкуренция со стороны Соединённых Штатов, ведь Судан с 1995 г. находится под санкциями США из-за прошлых связей страны с террористами (например, с Усамой бен Ладеном). В том же году президент Омар аль-Башир подписал первый нефтяной контракт с Китаем.

В июне 1997 г. была создана Greater Nile Petroleum Operating Company, в ко-

торой CNPC владеет 40-процентной долей, а малайзийская Petronas – 30-процентной. Индийская ONGC Videsh приобрела 25% у канадской Talisman Energy, которой пришлось уйти из-за санкций.

Сегодня Судан производит 133 тыс. баррелей нефти в сутки. До отсоединения юга страны (2011 г.) он добывал 490 тыс. барр./сут. Теперь же Южный Судан получил большую часть разведанных запасов нефти (на 2014 г. Судан имел 1,5 млрд баррелей доказанных запасов, а Южный Судан – 3,5 млрд баррелей).

В соответствии с суданским трудовым законодательством, 80% работников иностранных компаний должны быть из Судана. Поэтому в нефтяной промышленности страны сейчас трудится много инженеров и технических специалистов, которые являются суданцами, прошедшими обучение в Китае. В последнее время китайские компании ищут новые месторождения нефти в этой африканской стране. Увеличение добычи «чёрного золота» является одним из приоритетов правительства.

Третьего октября нынешнего года агентство Синьхуа сообщило о том, что Китай намерен укреплять сотрудничество в нефтяной сфере и с Южным Суданом. Заместитель министра нефти этой страны Майен Воль, выступая по государственному радио Южного Судана SSBC, заявил, что стороны обсудили возможные варианты работы китайских компаний и то, как они смогут увеличить уже существующие мощности по добыче. Воль подчеркнул: «Наша страна намерена сотрудничать с китайскими компаниями и приглашать их добывать нефть, ведь это будет выгодно для всех нас».

Подводя итог, можно сказать, что официальный Пекин будет и дальше активно развивать торгово-экономические связи со странами Ближнего Востока в сфере поставок углеводородного сырья и реализации инфраструктурных проектов. Фактически транспортно-логистическая система арабских монархий является «передним краем» китайской логистики на африканском и европейском направлениях. Кроме того, Китай намерен наращивать инвестиционный портфель в странах ближневосточного региона и одновременно шире привлекать арабские инвестиции в китайские стратегические проекты по обеспечению ресурсно-энергетической безопасности.



**18-19
МАРТА**

г. Новый Уренгой



ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

СИБЭКС *Expo* **SERVICE**

ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск

Тел.: (383) 335 63 50, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru



РЕКЛАМА

2020



ДАУНСТРИМ РОССИЯ 2020

6-ая ежегодная конференция
и технические визиты

26-28 февраля 2020, Уфа, Башкортостан

Среди участников и гостей 2019:



Тимур Хайретдинов,
управляющий директор, проектное
и структурное финансирование,
Газпромбанк



Аскар Хангильдин,
генеральный директор,
Завод смазочных материалов
Девон



Сергей Кондратьев,
Заместитель руководителя
Экономического департамента,
Институт Энергетики и Финансов



Иван Мирчев,
Начальник Управления технологий и
развития производства Департамента
продаж специальных нефтепродуктов,
РОСНЕФТЬ



Анна Обрывакина,
Руководитель проекта ООО «НЗСМ»,
руководитель направления
малого-среднего химии,
Новочеркасский завод смазочных
материалов, ГК Титан



Сергей Булавинов,
Глава Филиала BORSIG в России,
BORSIG

- **Технический визит на нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия республики Башкортостан:** Делегаты познакомятся с результатами модернизации предприятий и узнают о планах на дальнейшее развитие и расширение производственных мощностей.
- **Стратегии повышения эффективности действующих производств:** Эффективное управление предприятием, обслуживание и продление срока эксплуатации, повышение энергоэффективности, автоматизация производства, повышения качества конечных продуктов, импортозамещение и многое другое.
- **Case-studies. Практические примеры эффективной реализации проектов строительства и модернизации:** планирование, проектирование, выбор подрядчиков и лицензиара, поставщиков оборудования и услуг, реализация в соответствии со сметой с графиком, риски на этапе проектирования и реализации.
- **Технологии в действии!** Технологические презентации и эксклюзивная выставка инновационных технологий, оборудования, услуг для нефтегазового комплекса. Технологии переработки, углубление переработки нефтяного сырья, повышение качества нефтепродуктов. Локализация и адаптация зарубежных технологий и проектной документации.
- **Беспрецедентные возможности делового общения в официальной и неформальной обстановке!** Галя-ужин, специализированная выставка, перерывы на кофе-брейки, тим-билдинг во время технических визитов. Уникальная возможность неформального общения с теми, от кого напрямую зависит судьба отрасли нефтегазопереработки и нефтегазохимии в России!

Подробнее:

www.oilandgasrefining.ru
events@vostockcapital.com

+7 (495) 109 9 509

Золотой спонсор 2019:



ГАЗПРОМБАНК
Bank FTS (AO)

Бронзовый спонсор 2019:

BORSIG

JOYO MSC
Our Expertise. Your Values.

Партнер 2019:

SIAD MACCHINE IMPIANTI

Человек государственного масштаба

К 100-летию со дня рождения Героя Социалистического труда Бориса Евдокимовича Щербины

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

С именем Бориса Евдокимовича Щербины (1919–1990) по праву связывают стремительное развитие нефтегазовой отрасли Тюменской области в 1961–1973 гг. и дальнейшее совершенствование системы современного трубопроводного транспорта нефти и газа в 1973–1984 гг. В течение долгой и плодотворной трудовой жизни он прошёл путь от инженера службы движения до заместителя Председателя Совета Министров СССР. Друзья и соратники всегда отдавали должное его большому организаторскому таланту, одарённости и целеустремлённости, огромной трудоспособности и неизменному умению работать на перспективу.

В НАЧАЛЕ ПУТИ

Борис Щербина родился 5 октября 1919 г. на железнодорожной станции Дебальцево Бахмутского уезда Екатеринославской губернии в семье рабочего-железнодорожника. В 1933 г. был принят в ряды комсомола. В 1937 г., после окончания средней школы, поступил в Харьковский институт инженеров железнодорожного транспорта. Уже в первый год обучения зарекомендовал себя как отличник и комсомольский активист. За успешную учёбу и активную общественную работу в 1939 г. отмечен почётной грамотой Комитета по социалистическому соревнованию среди высших и средне-специальных учебных заведений железнодорожного транспорта УССР.

В декабре 1939 г., с начала советско-финляндской войны, Борис Щербина подал заявление в военкомат о своём желании в качестве добровольца участвовать в «освободительном походе в Финляндию, чтобы помочь финским рабочим и крестьянам свергнуть гнёт капиталистов». Его просьба была удовлетворена, и до апреля 1940 г. он воевал в составе 316-го отдельного лыжного батальона,



Железнодорожная станция Дебальцево (начало XX в.)



Борис Евдокимович Щербина (1919–1990)

участвовал в разведывательных дозорах и фронтовой разведке.

Затем он вернулся в Харьков и продолжил учёбу в институте, который окончил в 1942 г. После получения диплома начал работать инженером группы воинских перевозок Северо-Донецкой железной дороги. Вскоре Борис Щербина был утверждён секретарём Харьковского обкома комсомола, далее короткий пери-

од работал инструктором ЦК ВЛКСМ. 23 августа 1943 г., после освобождения Харькова от гитлеровских оккупантов, вновь был избран секретарём Харьковского обкома комсомола.

В ГОРНИЛЕ ПАРТИЙНОЙ РАБОТЫ

В 1944 г. Борис Щербина утверждён инструктором Харьковского обкома партии, а через год – заведующим сектором кадров. В 1946 г. направлен на учёбу в республиканскую партийную школу в Киеве. В 1948-м, после её успешного окончания, он был направлен на работу в Орджоникидзевский райком партии г. Харькова. Здесь зарекомендовал себя как инициативный, творческий партийный работник и в 1950 г. был избран секретарём Харьковского городского комитета партии.

В 1951 г. по решению Центрального комитета партии ВКП(б) рекомендован для избрания секретарём Иркутского обкома партии. В послевоенные годы был дан старт индустриальному развитию Иркутской области, определены основные этапы роста промышленного производства. А его основой должны были стать гидроэнергетические и топливные ресурсы.

В 1953 г. в 12 км от областного центра началось строительство алюминиевого завода, а также были возведены первые



На строительстве Братской ГЭС (1959 г.)

жилые постройки будущего города Шелехова. В тот же год в Ангарске состоялся ввод объектов первой очереди предприятия «Комбинат-16» (Ангарский нефтехимический комбинат). В сентябре 1954 г. в Братск приехала первая группа строителей и началось сооружение Братской ГЭС, крупнейшей гидроэлектростанции СССР. Её возведение стало своеобразным памятником героическому труду послевоенного поколения советских людей.

В 1955 г. Борис Щербина был избран вторым секретарём Иркутского областного комитета КПСС. Теперь круг его обязанностей оказался намного шире и курирование строительства Братской ГЭС стояло на одном из первых мест. Руководство страны по достоинству оценило шестилетнюю плодотворную работу Бориса Щербины в обкоме партии, наградив его 11 января 1957 г. первым орденом Трудового Красного знамени.

В августе 1958 г. в Иркутске по инициативе обкома партии была проведена представительная конференция по развитию производительных и промышленных сил, на которой обсуждались экономические проблемы региона. В подготовку и успешное проведение этого мероприятия секретарь обкома КПСС Борис Щербина вложил немало сил и энергии.

В июне 1959 г. торжественно завершилось перекрытие Ангары, строительство Братской ГЭС вступило в заключительную стадию. А 28 ноября 1961 г. первый гидрогенератор гидроэлектростанции мощностью 225 МВт был поставлен под нагрузку и дал промышленный ток в Иркутскую энергосистему. Но это знаковое событие прошло без участия Бориса Щербины, он в то время уже находился на ответственном посту в Тюмени.

ДВЕНАДЦАТЬ ЛЕТ НА ТЮМЕНСКОМ МЕРИДИАНЕ

В конце апреля 1961 г. в Центральном комитете КПСС приняли решение освободить от занимаемой должности «по состоянию здоровья» первого секретаря Тюменского обкома партии Василия Владимировича Косова (1901–1996). Затем, 6 мая 1961 г., на пленуме Тюменского ОК КПСС руководство областной партийной организацией было доверено Борису Евдокимовичу Щербине. С этого дня началась его личная двенадцатилетняя нефтегазовая Сибиряда. В этот период в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа уже началась разработка перспективного Шаимского нефтяного месторождения – первого в Западной Сибири. В конце января 1961 г. по-

становлением Тюменского совнархоза образован Берёзовский укрупнённый газонефтедобывающий промысел. 21 марта того же года Сургутская нефтеразведочная экспедиция открыла крупное Мегионское нефтяное месторождение.

Борис Щербина с большим вниманием изучил постановление коллегии Министерства геологии и охраны недр СССР «О мероприятиях по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в Западно-Сибирской низменности» от 17 августа 1961 года. Это был ещё один весомый аргумент в пользу того, чтобы вынести этот важный вопрос на предметное обсуждение партийного актива области. 27–29 сентября 1961 г. состоялась X Тюменская областная партийная конференция. В докладе первого секретаря ОК КПСС Бориса Щербины была подчеркнута особая значимость и необходимость активизации геологоразведочных работ на нефть и газ в области. В постановлении конференции сказано: *«Повысить темпы и обеспечить высокую эффективность геологоразведочных и поисково-разведочных работ, в 1962 г. довести разведанные запасы природного газа до 120 млрд м³, а в 1963-м – до 150–160 млрд м³, ускорить подготовку к промышленному освоению нефтяных место-*

рождений, осуществить комплексное изучение природных богатств области».

С 17 по 31 октября 1961 г. Борис Щербина в качестве делегата от Тюменской партийной организации принял участие в XXII съезде КПСС, поставившем перед советским обществом задачи по созданию материально-технической базы коммунистического общества и воспитанию нового человека.

Девятого декабря 1961 г. в Центральный комитет КПСС была направлена записка Тюменского областного комитета партии «Об усилении нефтепоисковых работ и организации нефтедобывающей промышленности в Тюменской области», подписанная Борисом Щербиной. В начале этого документа отмечено: «В результате геологоразведочных работ в Тюменской области открыто двенадцать газовых и пять нефтяных месторождений, что подтвердило научную гипотезу академика И. М. Губкина о большой перспективности на нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности». Затем были изложены убедительные аргументы в пользу создания крупного промышленного нефтегазового комплекса в регионе. И в завершение документа сказано: «Обком КПСС просит ЦК КПСС поручить Госплану СССР, Госэкономсовету рассмотреть затронутые вопросы и разработать мероприятия по усилению нефтепоисковых работ в Западно-Сибирской низменности и организации в ближайшее время нефтегазодобывающей и химической промышленности в Тюменской области».

Это обращение нашло поддержку у руководства страны и 19 мая 1962 г. было принято постановление Совета Министров СССР «О мерах по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в районах Западной Сибири». Ускорению разработки углеводородных богатств Западной Сибири способствовало также правительственное постановление «Об организации подготовительных работ по промышленному освоению открытых нефтяных и газовых месторождений и о дальнейшем развитии геологоразведочных работ в Тюменской области» (1963 г.). Совмину РСФСР было поручено обеспечить пробную эксплуатацию открытых месторождений и в 1964 г. довести добычу на них до 100 тыс. т.

12 декабря 1962 г. Борис Щербина выступил на второй сессии Верховного Совета СССР. Обосновывая необходимость ускорения работ по разработке Западно-Сибирского нефтегазового региона, он

предложил «в самое ближайшее время» на государственном уровне «...разработать генеральный план развития нефтяной и газовой промышленности в Тюменской области, что даст возможность определить главное направление в использовании уникальных запасов нефти и газа, развития здесь химической промышленности».

Разработка нефтегазовых месторождений Западной Сибири дала импульс к созданию и ускоренному росту в регионе сети магистральных трубопроводов. Поэтому, наряду с развитием нефтедобывающего сектора, было решено приступить к строительству трубопроводного транспорта – наиболее экономичного и технически совершенного способа доставки нефти.

1965-й вошёл в историю отечественной нефтяной промышленности как знаковый рубеж – в Западной Сибири был добыт первый миллион тонн нефти и

большие заслуги перед государством Б. Щербина был награждён вторым орденом Трудового Красного знамени.

Ввод в эксплуатацию первого сибирского магистрального нефтепровода дал старт последующему интенсивному развитию нефтепроводной системы в регионе. В ноябре 1965-го начато, а в октябре 1967 г. завершено сооружение одного из крупнейших в мире нефтепроводов Усть-Балык – Омск диаметром 1020 мм и протяжённостью 964 км. Его трасса пересекала полноводные сибирские реки Обь и Иртыш.

11 декабря 1969 г. было принято постановление Совета Министров СССР «О мерах по ускоренному развитию нефтедобывающей промышленности в Западной Сибири». Этот важный документ, инициированный Тюменским обкомом партии, сыграл большую роль в развитии нефтедобывающей промышленности в Западной Сибири на базе новей-



Митинг по поводу ввода магистрального нефтепровода Усть-Балык – Омск. Выступает первый секретарь Тюменского обкома партии Б. Е. Щербина (30 октября 1967 г.)

введён в эксплуатацию первый в регионе магистральный нефтепровод Шаим – Тюмень. 21 декабря 1965 г. на торжественном митинге, посвящённом этому событию, Борис Щербина подчеркнул: «Шаимская нефть, пройдя более чем 400-километровую трассу, достигла своего финиша – Транссибирской железнодорожной магистрали. Отныне началась круглогодичная эксплуатация первых нефтяных месторождений области. “Чёрному золоту” Тюмени выписана путёвка в большую жизнь». 22 марта 1966 г. за

ших достижений науки и техники, с широкой автоматизацией и механизацией всех производственных процессов.

На протяжении всего периода работы Бориса Щербины в Тюменской области произошли громадные изменения, превратившие сельскохозяйственную провинцию в мощный индустриальный регион. Наряду с созданием крупнейших нефтяных и газовых промыслов и строительством трубопроводов он придавал большое значение и развитию социальной инфраструктуры. На карте области



На трассе континентального газопровода Уренгой – Помары – Ужгород (1983 г.)

возникли новые современные города – Нижневартовск, Нефтеюганск, Ноябрьск, Урай, Уренгой, Надым.

Активная и плодотворная организаторская деятельность Бориса Щербины была высоко оценена руководством страны. 25 октября 1971 г. его наградили орденом Октябрьской Революции, а в следующем году – орденом Ленина.

В декабре 1973 г. нефтяники Западной Сибири вышли на первое место по суточной добыче нефти в СССР, по итогам года в Тюменской области добыли 88 млн т нефти. Однако об этом Борис Щербина узнал, находясь в Москве, уже на новом посту.

Во главе Миннефтегазстроя СССР

11 декабря 1973 г. Бориса Щербину назначили министром строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности СССР. Это общесоюзное ведомство было создано всего лишь год назад. Во главе его находился опытный, талантливый руководитель, Герой Советского Союза Алексей Кортунов (1907–1973). За одиннадцать последних месяцев жизни, отпущенных ему судьбой на этом посту, он сумел сформировать управленческий аппарат министерства и обозначить ключевые направления дальнейшей деятельности. Однако 18 ноября 1973 г. его не стало.

В Директивах пятилетнего плана развития народного хозяйства СССР на 1971–1975 гг. предусматривалось довести

добычу нефти в стране в 1975 г. до 480–500 млн т, а природного газа – до 320 млрд м³. В Западной Сибири годовой объём нефтедобычи должен был возрасти с 31,4 млн т в 1970 г. до 120–125 млн т в 1975-м. Понятно, что выполнение данных директивных показателей могло быть обеспечено при условии активного строительства инфраструктурных объектов, прежде всего трубопроводного транспорта, что стало главным делом Бориса Щербина на новом посту. Его ознакомление с положением дел в отрасли показало, что организация строительно-монтажных работ, технологии и техническая оснащённость предприятий требуют коренной модернизации. Научная база, которую представлял только один институт, также не могла удовлетворить потребности растущего производства.

Министр Щербина обратился к руководству страны с запиской, в которой на основе глубокого анализа положения дел в отрасли были внесены конкретные предложения по повышению эффективности работы предприятий Миннефтегазстроя, улучшению качества строительства и ускорению сроков ввода в действие объектов нефтегазовой промышленности. В принятом 19 июля 1974 г. постановлении ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О повышении технического уровня строительства нефтепроводов и газопроводов и об обеспечении надёжной их эксплуатации» по существу изложена стратегическая программа реше-

ния ключевых проблем нефтегазового строительства. Были обозначены важнейшие направления деятельности и выделены средства для её успешной реализации. В развитие положений этого документа Совет Министров СССР принял постановление «О мерах по дальнейшей индустриализации и механизации строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности».

Деятельность нового министра была направлена на улучшение использования основных фондов, трудовых, материальных и финансовых ресурсов, на научное обеспечение всего фронта строительных работ. Это позволило в короткие сроки обеспечить организационную, техническую и технологическую перестройку отрасли и выход её на новые рубежи.

Уже по итогам девятой пятилетки предприятия Миннефтегазстроя показали хорошие результаты. Если в 1970 г. в СССР протяжённость газопроводов составляла 67,8 тыс. км, то в 1975-м она возросла до 98,7 тыс. км. В Западной Сибири за тот же период проложили 22,6 тыс. км магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

В следующей десятой пятилетке (1976–1980 гг.) ускоренное освоение нефтяных и газовых месторождений стало центральной задачей всей экономики СССР. И как результат добыча нефти с газовым конденсатом возросла с 490,8 до 603,2 млн т. Особенно большой прирост в эти годы дала Западная Сибирь – со 148 до 312 млн т.

Свой весомый вклад в эти достижения внесли работники предприятий Миннефтегазстроя. За пять лет сеть магистральных нефтепроводов увеличилась на 19 тыс. км, было введено в действие 119 нефтеперекачивающих станций. К 1980-м в систему магистральных нефтепроводов СССР вошли трубопроводы: Нижневартовск – Курган – Куйбышев, Холмогоры – Сургут, Сургут – Горький – Полоцк, Омск – Павлодар.

В целом за те годы, когда Борис Щербина руководил Миннефтегазстроем, в стране была сформирована крупная высокомеханизированная отрасль, стоявшая на передовых позициях в деле повышения топливно-энергетического потенциала. Комплекс стал решать проблемы создания трубопроводных систем, резервуаров, насосных и компрессорных станций, обустройства промыслов, сооружения других объектов ТЭК. В отраслевых научных учреждениях активно вели перспективные исследования для разработ-

ки технологий строительства трубопроводов большого диаметра в сложных природно-климатических условиях.

Яркой страницей в деятельности Бориса Щербины на посту министра стало руководство строительством магистрального экспортного газопровода Уренгой – Помары – Ужгород, важнейшего объекта ТЭК Советского Союза, имевшего в тот период большое экономическое и политическое значение. Сооружение магистрального газопровода длиной 4 тыс. 451 км и пропускной способностью 28 млрд м³ первоначально планировалось с использованием западной технологии и труб диаметром 1420 мм, которые предполагалось приобрести под будущие поставки советского газа в Западную Европу. Но администрация США во главе с президентом Рональдом Рейганом ввела эмбарго на поставки в СССР высокотехнологичного американского оборудования, тем самым пытаясь сорвать реализацию этого проекта.

Однако американский демарш вызвал обратную реакцию в Советском Союзе. Экспортный газопровод был сооружён с опорой на собственные силы всего за год с небольшим. Ранее мировая строительная индустрия не знала подобных темпов. При его прокладке удалось пересечь Уральский хребет и более шестисот рек, включая Обь, Волгу, Дон и Днепр.

Следует подчеркнуть, что министр Щербина приложил все силы, чтобы мобилизовать трудовые коллективы Миннефтегазстроя на решение этой сложнейшей задачи. 9 июля 1983 г. строительные организации министерства доложили правительству о завершении работ по сооружению трансконтинентальной системы доставки газа Западной Сибири в Европу. Через несколько дней в их адрес поступило приветствие Совета Министров СССР, где было сказано: «Ускоренная сдача этого уникального в мировой практике инженерно-технического сооружения имеет большое экономическое и политическое значение, является конкретным вкладом в дальнейшее развитие топливно-энергетического комплекса и реализацию энергетической программы».

Бесспорные и значимые достижения главы Миннефтегазстроя при реализации уникального трубопроводного проекта по достоинству оценило правительство страны. 6 октября 1983 г. Указом Верховного Совета СССР Борису Щербине «за большие заслуги в строительстве предприятий нефтяной и газовой промышленности и в связи с досрочным вводом в экс-

плуатацию газопровода Уренгой – Помары – Ужгород» было присвоено высокое звание – Герой Социалистического Труда.

В ЛАБИРИНТЕ КРЕМЛЁВСКОГО ОЛИМПА

13 января 1984-го Борис Щербина был назначен заместителем Председателя Совета Министров СССР. Он стал куратором деятельности всего союзного топливно-энергетического комплекса. И с этим громадным объёмом работы ему предстояло справляться каждый рабочий день.

В связи с возросшими в 1970–1980 гг. темпами промышленного производства при прежних экстенсивных методах работы возникло напряжение с получением энергетических ресурсов и сырья в Западной Сибири и других нефтедобывающих районах страны. Непоследовательное реформирование ТЭК и сложившаяся на международном рынке конъюнктура цен на углеводороды привели к снижению экономической эффективности отечественных нефтяной и газовой отраслей. Самым тяжёлым для нефтедобычи оказался 1985-й. В СССР было недополучено по сравнению с планом 35 млн т нефти, в том числе в Западной Сибири – 33 млн т. Интенсивная разработка крупных месторождений привела к снижению средних дебитов скважин с 109 т/сут (1970 г.) до 35 т/сут (1985 г.). Руководству страны стало понятно, что надо принимать срочные меры для исправления сложившейся ситуации.

В этом направлении одним из первых значимых дел Б. Щербины стало актив-

ное участие в подготовке постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О дополнительных мерах по техническому перевооружению предприятий нефтяной и газовой промышленности и геологоразведочных организаций», которое было принято 19 апреля 1985 г. Этот важный документ предусматривал ряд мероприятий, направленных на внедрение новых, прогрессивных технологий и оборудования с целью повышения эффективности работы отечественного нефтегазового комплекса.

Борис Щербина был основным докладчиком на заседании Политбюро ЦК КПСС, рассмотревшем 9 августа 1985 г. вопрос «О комплексном развитии нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири в 1986–1990 гг.». По итогам обсуждения, которое проходило 20 августа 1985 г., было принято совместное постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О комплексном развитии нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири в 1986–1990 гг.». Оно оказало положительное влияние на дальнейшее развитие Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. В 1986 г. в СССР было добыто 614,5 млн т нефти и газового конденсата, или на 16 млн т больше, чем в предыдущем году, в том числе в Западной Сибири – 376 млн т, или на 23,3 млн т больше, чем в 1985-м. В марте 1986 г. восстановили среднесуточную добычу в Тюменской области в объёме 1 млн т, а к сентябрю западносибирские нефтяники начали выполнять плановые показатели. Хотя уже тогда ста-



Заместитель Председателя Совмина СССР Б. Е. Щербина на Чернобыльской АЭС (1986 г.)

ли очевидны противоречия между задачами по модернизации социалистического способа производства и фундаментальными основами мобилизационной системы управления советской экономикой.

26 апреля 1986 г. – чёрная страница в историю Советского Союза. В результате взрыва четвёртого энергоблока Чернобыльской атомной электростанции, расположенной близ украинского города Припять, реактор АЭС был полностью разрушен, а в окружающую среду выброшено большое количество радиоактивных веществ. В настоящее время это катастрофическое техногенное событие оценивается экспертами как крупнейшее в своём роде за всю историю атомной энергетики не только по числу погибших и пострадавших от последствий радиации людей, но и по экологическому и экологическому ущербу.

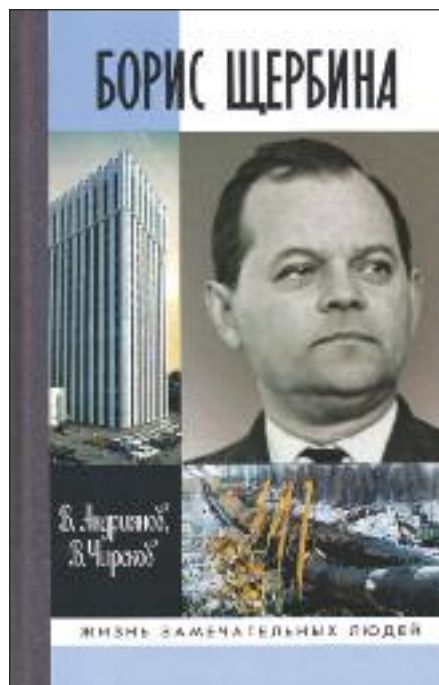
Вечером того же дня Борис Щербина, будучи руководителем Государственной комиссии по ликвидации последствий аварии на Чернобыльской АЭС, самолётом из Оренбурга прибыл в Киев, а затем автомобилем в Припять и сразу по телефону доложил об этом Председателю Совета Министров Николаю Рыжкову. По распоряжению Бориса Щербины 27 апреля началась массовая эвакуация жителей Припяти, которая прошла оперативно и организованно. Затем была организована эвакуация жителей из 10- и 30-километровой зоны вокруг станции.

Комиссия под руководством Бориса Щербины решила и множество других сложных задач – от окончательного тушения пожара на станции и в зоне реактора и уменьшения выбросов радиоактивных веществ в атмосферу до сооружения укрытия над четвёртым энергоблоком, дезактивации территории, возобновления работы уцелевших энергоблоков и последующего строительства нового городка энергетиков Славутич.

В начале декабря 1988 г. Б. Щербину ждало новое трудное испытание: он был включён в состав Государственной комиссии по ликвидации последствий землетрясения в Армении, возглавлял которую Председатель Совета Министров СССР Николай Рыжков. Утром 7 декабря мощные подземные толчки за полминуты разрушили почти всю северную часть



Знак лауреата премии имени Б. Е. Щербины (аверс и реверс)



Обложка книги «Борис Щербина», вышедшей в 2009 г. в издательстве «Молодая гвардия» в серии «Жизнь замечательных людей»

республики, охватив территорию с населением около 1 млн человек. В городе Спитаке, центре землетрясения, интенсивность толчков достигла 10 баллов. Землетрясение вывело из строя около 40% промышленного потенциала Армении, пострадали 21 город и 350 сёл, из которых 58 были полностью разрушены. Погибло 25 тыс. человек, 140 тыс. стали инвалидами, а 514 тыс. лишились крова.

Борис Щербина был первым из членов правительственной комиссии, который увидел катастрофические последствия землетрясения. В кратчайшие сроки на

спасательные и восстановительные работы были направлены значительные материальные, финансовые и трудовые ресурсы Советского Союза. В них участвовали свыше 20 тыс. солдат и офицеров, затем приехали 45 тыс. строителей из всех союзных республик. По указанию руководителя правительства Борис Щербина был направлен в Ленинакан (ныне – Гюмри) для координации их деятельности. С этим ответственным поручением он справился с честью и вернулся в Москву только в январе 1989 г.

Огромный груз ответственности на посту заместителя Председателя Совета Министров СССР и тяжелейшие испытания во время работы в Чернобыле и Армении не могли не сказаться на состоянии его здоровья. В июне 1989 г. в связи с уходом на пенсию Борис Щербина был освобождён от занимаемой должности. 22 августа 1990 г. он скончался и был похоронен в Москве, на Новодевичьем кладбище.

Память о выдающемся государственном деятеле Борисе Щербине бережно хранит нынешнее поколение российских нефтяников, газовиков и нефтегазостроителей. Его именем названо одно из нефтяных месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе. В Тюмени в честь Бориса Щербины назван бульвар в городском районе Войновка и установлена мемориальная доска на доме № 48 по ул. Хохрякова, где он жил. Его имя носит и одна из улиц Надыма. В 2004 г. в Тюмени, в сквере на улице Республики, был установлен бюст Б. Е. Щербины. В том же году открыт мемориальный знак на мемориале «Звезды Югры» в Ханты-Мансийске. В 2007 г. Российским союзом нефтегазостроителей учреждена премия имени Б. Е. Щербины, которой награждаются лучшие работники отрасли, а также предприятия и организации за особые достижения в области нефтегазового строительства. В 2009 г. в московском издательстве «Молодая гвардия» в серии «Жизнь замечательных людей» вышла книга «Борис Щербина». С 2013 г. региональный благотворительный общественный фонд «Ветеран нефтегазостроя» носит имя Бориса Евдокимова Щербины.

Российский нефтегазохимический форум



ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVIII международная выставка



Нефтяное
направление



Химия.
Нефтехимия



Инновации
газовой
отрасли



Газомоторное
топливо



Сервисное
направление



Промышленная
безопасность
и экология

26-29 мая 2020
УФА.
ВАНХЭКСПО



GAZNEFTUFA
@GAZNEFTUFA
#ГАЗНЕФТЬУФА
#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ
#ГНТ
#ГНТФОРУМ
#GASOILEXPO



РЕКЛАМА

Организаторы



Научная поддержка



Традиционная поддержка



По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77
gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81
kongress@bvkexpo.ru



KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN



27-я Казахстанская
международная
выставка и конференция
НЕФТЬ И ГАЗ

30 сентября – 2 октября 2020
Алматы, КЦДС «Атакент»

www.kioge.kz

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В КАЗАХСТАНЕ

РЕКЛАМА

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ



RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS

T +7 499 348 85 00
E info@re3.events